



Universidad
Carlos III de Madrid
www.uc3m.es

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

Estudio del impacto de la incorporación del
vehículo eléctrico a una *Smartgrid*

AUTOR: Sergio Jerónimo Torre

DIRECTOR: Mónica Alonso Martínez

Leganés, 4 de septiembre de 2013



**Título: ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DEL VEHÍCULO
ELÉCTRICO A UNA "SMARTGRID"**

Autor: SERGIO JERÓNIMO TORRE

Director: MÓNICA ALONSO MARTÍNEZ

EL TRIBUNAL:

Presidente: HORTENSIA AMARIS

Vocal: RICARDO ALBARRACÍN

Secretario: ANTONIO GAUCHÍA

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día **12 de SEPTIEMBRE de 2013** en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, el tribunal acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de **10 – MATRÍCULA DE HONOR**

VOCAL

RICARDO ALBARRACÍN

SECRETARIO

ANTONIO GAUCHÍA

PRESIDENTE

HORTENSIA AMARIS

RESUMEN

Actualmente dos temas están en alza en los análisis de los sistemas eléctricos: la incorporación de las energías renovables en la red y la incorporación del vehículo eléctrico. Ambos conceptos están relacionados con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El objetivo del Proyecto Final de Carrera es optimizar la recarga de vehículos eléctricos en redes de media tensión. Para ello ha sido necesario estudiar el impacto del vehículo eléctrico (VE) en redes de baja tensión (BT) y en una red de media tensión (MT), que engloba estas redes.

Para llevar a cabo este objetivo se han desarrollado los siguientes estudios:

- Se ha analizado el comportamiento actual de cinco topologías de baja tensión y el impacto que supondría la incorporación del vehículo eléctrico a dichas redes (Capítulo 2).
- Se ha analizado el comportamiento de una red de media tensión a la que se han conectado: las redes de baja tensión anteriores, paneles fotovoltaicos distribuidos en estas redes y cuatro pequeñas centrales de Régimen Especial (*smartgrid*). De igual modo se ha analizado la situación actual y el impacto que supondría en la red de media tensión la incorporación del vehículo eléctrico (Capítulo 3).
- Se ha desarrollado una herramienta que optimiza (empleando algoritmos genéticos) el número de vehículos que deben conectarse, a cada hora del día, en las distintas redes de baja tensión, para obtener un perfil de potencia demandada lo más plano posible en las distintas redes. Además se ha calculado la generación que deben aportar las centrales de Régimen Especial para que la demanda de la *smartgrid* se cubra, en el mayor porcentaje posible, con la potencia generada en la propia red (Capítulo 4).

INDICE

1	OBJETIVO Y ESTRUCTURA DEL PROYETO FINAL DE CARRERA.....	13
2	ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN TOPOLOGÍAS DE BAJA TENSIÓN...	14
2.1	TOPOLOGÍA RESIDENCIAL EN ALTURA SIN GARAJE (TRANSFORMADOR A)	14
2.1.1	Hipótesis de partida (Red inicial, VE)	15
2.1.2	Número máximo admisible de VE conectados a la red.....	16
2.1.3	Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico	16
2.1.4	Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador	21
2.2	TOPOLOGÍA RESIDENCIAL UNIFAMILIAR (TRANSFORMADOR B).....	22
2.2.1	Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE).....	22
2.2.2	Número máximo admisible de VE conectados a la red.....	23
2.2.3	Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico	23
2.2.4	Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador	27
2.3	TOPOLOGÍA RESIDENCIAL EN ALTURA CON GARAJE (TRANSFORMADOR C).....	28
2.3.1	Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE).....	28
2.3.2	Número máximo admisible de VE conectados a la red.....	29
2.3.3	Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico	29
2.3.4	Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador	33
2.4	TOPOLOGÍA INDUSTRIAL (TRANSFORMADOR D).....	34
2.4.1	Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE).....	34
2.4.2	Número máximo admisible de VE conectados a la red.....	35
2.4.3	Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico	35
2.4.4	Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador	39
2.5	TOPOLOGÍA COMERCIAL (TRANSFORMADOR E)	40
2.5.1	Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE).....	40
2.5.2	Número máximo admisible de VE conectados a la red.....	41
2.5.3	Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico	42
2.5.4	Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador	43
3	DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE UNA RED DE MEDIA TENSIÓN QUE INTEGRA LAS REDES DE BAJA TENSIÓN ESTUDIADAS.....	45
3.1	Definición de la red de media tensión	46
3.1.1	Red de prueba IEEE de 34 nudos.....	46
3.1.2	Redes de baja tensión conectadas a la red de media tensión	46
3.1.3	Carga total conectada a la red de media tensión.....	48

3.1.4	Generación de mini-centrales de Régimen Especial	49
3.1.5	Generación solar fotovoltaica distribuida	50
3.1.6	Generación total conectada a la red de media tensión	51
3.1.7	Resumen de la potencia máxima demandada y generada en la red de media tensión	52
3.2	Curvas horarias de demanda y generación	53
3.2.1	Demanda de la red de prueba de IEEE	53
3.2.2	Demanda de las redes de baja tensión	55
3.2.3	Demanda total.....	55
3.2.4	Generación de las mini centrales de Régimen Especial	57
3.2.5	Generación solar fotovoltaica distribuida	58
3.2.6	Generación total.....	58
3.3	Estado de la red de media tensión sin generación y sin vehículos eléctricos (Hipótesis de partida).....	60
3.3.1	Potencia demandada.....	60
3.3.2	Potencia generada.....	60
3.3.3	Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión.....	60
3.3.4	Perfil de tensiones.....	60
3.3.5	Estado de carga de las líneas.....	61
3.3.6	Estado de carga de los transformadores.....	61
3.4	Estado de la red de media tensión con generación y sin vehículos eléctricos (Hipótesis de partida + Generación)	63
3.4.1	Potencia demandada.....	63
3.4.2	Potencia generada.....	63
3.4.3	Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión.....	63
3.4.4	Perfil de tensiones.....	63
3.4.5	Estado de carga de las líneas.....	64
3.4.6	Estado de carga de los transformadores.....	64
3.5	Estado de la red de media tensión con generación y con vehículos eléctricos sin gestión de la demanda (Hipótesis de partida + Generación +VE sin gestión de la demanda) 66	
3.5.1	Potencia demandada.....	66
3.5.2	Potencia generada.....	67
3.5.3	Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión.....	67
3.5.4	Perfil de tensiones.....	68
3.5.5	Estado de carga de las líneas.....	68

3.5.6	Estado de carga de los transformadores.....	69
3.6	Estado de la red de media tensión con generación y con vehículos eléctricos con gestión de la demanda (Hipótesis de partida + Generación + VE con gestión de la demanda)	71
3.6.1	Potencia demandada.....	71
3.6.2	Potencia generada.....	71
3.6.3	Balance de potencia red AT-red MT.....	72
3.6.4	Perfil de tensiones.....	73
3.6.5	Estado de carga de las líneas.....	74
3.6.6	Estado de carga de los transformadores.....	75
4	APLANADO DE LA CURVA DE DEMANDA MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL NÚMERO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA (EMPLEANDO EL ALGORITMO GENÉTICO).....	76
4.1	Descripción del método de optimización.....	77
4.1.1	Fundamentos del Algoritmo Genético [7].....	77
4.1.2	Función objetivo.....	79
4.1.3	Restricciones	81
4.1.4	Otros datos de la optimización	82
4.2	Optimización ideal.....	84
4.2.1	Resultados de la optimización: número de vehículos óptimo a conectar en cada red de baja tensión.....	84
4.2.2	Estado de la red de media tensión con la generación inicial y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación inicial).....	87
4.2.3	Obtención de los perfiles de carga de las mini centrales de Régimen Especial para que cubran totalmente la demanda de la red de media tensión	93
4.2.4	Estado de la red de media tensión con la generación calculada y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación calculada).....	94
4.3	Optimización realista.....	99
4.3.1	Resultados de la optimización: número de vehículos óptimo a conectar en cada red de baja tensión.....	99
4.3.2	Estado de la red de media tensión con la generación inicial y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización realista con generación inicial).....	102
4.3.3	Obtención de los perfiles de carga de las mini centrales de Régimen Especial para que cubran totalmente la demanda de la red de media tensión	108
4.3.4	Estado de la red de media tensión con la generación calculada y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación calculada).....	108
5	TABLA RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	114

6	BIBLIOGRAFÍA	116
7	ANEXO	117
7.1	Datos de las redes de media tensión	117
7.1.1	Datos de la red IEEE de 34 nudos	117
7.1.2	Potencia total demandada máxima en la red de media tensión (IEEE 34 + redes BT)	119
7.1.3	Generación de las mini centrales de Régimen Especial	119
7.1.4	Generación solar distribuida en las redes de baja tensión. Potencia total generada por cada red de baja tensión.	120
7.1.5	Potencia total generada máxima en la red de media tensión	120
7.2	Resultados de las optimizaciones	121
7.2.1	Perfil porcentual de generación de las mini centrales de Régimen Especial calculado (Caso ideal).....	121
7.2.2	Perfil porcentual de generación de las mini centrales de Régimen Especial calculado (Caso realista).....	122

INDICE DE TABLAS

TABLA 1: Nº MÁXIMO ADMISIBLE DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT A	16
TABLA 2: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT A (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	17
TABLA 3: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT A (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	19
TABLA 4: RESULTADOS Y ACCIONES A DESARROLLAR EN LA RED DE BT ASOCIADA AL CT A	21
TABLA 5: Nº MÁXIMO ADMISIBLE DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT B	23
TABLA 6: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT B (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	24
TABLA 7: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT B (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	25
TABLA 8: RESULTADOS Y ACCIONES A DESARROLLAR EN LA RED DE BT ASOCIADA AL CT B	27
TABLA 9: Nº MÁXIMO ADMISIBLE DE VE CONECTADOS A RED DE BT ASOCIADA AL CT C	29
TABLA 10: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT C (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	30
TABLA 11: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT C (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	31
TABLA 12: RESULTADOS Y ACCIONES A DESARROLLAR EN LA RED DE BT ASOCIADA AL CT C	33
TABLA 13: Nº MÁXIMO ADMISIBLE DE VE CONECTADOS A RED DE BT ASOCIADA AL CT D	35
TABLA 14: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT D (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	36
TABLA 15: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT D (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	38
TABLA 16: RESULTADOS Y ACCIONES A DESARROLLAR EN LA RED DE BT ASOCIADA AL CT D	39
TABLA 17: Nº MÁXIMO ADMISIBLE DE VE CONECTADOS A RED DE BT ASOCIADA AL CT E	41
TABLA 18: Nº DE VE CONECTADOS A LA RED DE BT ASOCIADA AL CT E	42
TABLA 19: RESULTADOS Y ACCIONES A DESARROLLAR EN LA RED DE BT ASOCIADA AL CT E	44
TABLA 20: CARGA MÁXIMA CONECTADA A LA RED DE PRUEBA IEEE DE 34 NUDOS	46
TABLA 21: CARGAS MÁXIMAS DE LAS REDES DE BAJA TENSIÓN.....	47
TABLA 22: CARGAS MÁXIMAS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN MODELADA.....	48
TABLA 23: GENERACIÓN MÁXIMA DE LAS MINI CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE MEDIA TENSIÓN	49
TABLA 24: GENERACIÓN MÁXIMA DE LAS PANELES SOLARES DISTRIBUIDOS EN LAS REDES DE BAJA TENSIÓN	50
TABLA 25: CAPACIDAD DE GENERACIÓN MÁXIMAS INSTALADA EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN MODELADA	51

TABLA 26: RESUMEN DE LAS POTENCIAS MÁXIMAS DEMANDADAS Y GENERADAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	52
TABLA 27: COEFICIENTES DE AJUSTE DE CARGA DE LAS REDES DE BT PARA CADA DÍA TIPO	55
TABLA 28: Nº ÓPTIMO DE VE (5% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	84
TABLA 29: Nº ÓPTIMO DE VE (20% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	84
TABLA 30: Nº ÓPTIMO DE VE (50% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	85
TABLA 31: Nº ÓPTIMO DE VE (5% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN REAL)	99
TABLA 32: Nº ÓPTIMO DE VE (20% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN REAL)	99
TABLA 33: Nº ÓPTIMO DE VE (50% DE PENETRACIÓN) A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA EN CADA RED DE BAJA TENSIÓN (OPTIMIZACIÓN REAL)	100
TABLA 34: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN	114
TABLA 35: RESISTENCIAS, REACTANCIAS Y CORRIENTES MÁXIMAS LA RED IEEE 34 NUDOS	117
TABLA 36: CARGAS MÁXIMAS CONECTADAS A LA RED IEEE 34 NUDOS	118
TABLA 37: CARGA TOTAL MÁXIMA CONECTADA A LA RED DE MT	119
TABLA 38: POTENCIA MÁXIMA GENERADA POR LAS CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL.....	119
TABLA 39: POTENCIA TOTAL MÁXIMA GENERADA POR LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	120
TABLA 40: POTENCIA TOTAL MÁXIMA GENERADA	120
TABLA 41: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (5% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	121
TABLA 42: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (20% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	121
TABLA 43: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (50% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	121
TABLA 44: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (5% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN REALISTA).....	122
TABLA 45: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (20% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN REALISTA).....	122
TABLA 46: PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (50% DE PENETRACIÓN VE) (OPTIMIZACIÓN REALISTA).....	122

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: PERFIL HORARIO PORCENTUAL DE CARGA RESIDENCIAL	14
FIGURA 2: PERFIL DE TENSIONES DE LA RED DE BT ASOCIADA AL CT A (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	15
FIGURA 3: PERFIL DE CARGA DEL CT A (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	18
FIGURA 4: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT A (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	18
FIGURA 5: PERFIL DE CARGA DEL CT A (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	19
FIGURA 6: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT A (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	20
FIGURA 7: PERFIL DE TENSIONES DE LA RED DE BT ASOCIADA AL CT B (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	22
FIGURA 8: PERFIL DE CARGA DEL CT B (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	24
FIGURA 9: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT B (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	25
FIGURA 10: PERFIL DE CARGA DEL CT B (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	26
FIGURA 11: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT B (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	26
FIGURA 12: PERFIL DE TENSIONES DE LA RED DE BT ASOCIADA AL CT C (HIPÓTESIS DE PARTIDA).....	28

FIGURA 13: PERFIL DE CARGA DEL CT C (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	30
FIGURA 14: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT C (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	31
FIGURA 15: PERFIL DE CARGA DEL CT C (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	32
FIGURA 16: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT C (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	32
FIGURA 17: PERFIL HORARIO PORCENTUAL DE CARGA INDUSTRIAL.....	34
FIGURA 18: PERFIL DE TENSIONES DE LA RED DE BT ASOCIADA AL CT D (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	34
FIGURA 19: PERFIL DE CARGA DEL CT D (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	37
FIGURA 20: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT D (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	37
FIGURA 21: PERFIL DE CARGA DEL CT D (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA).....	38
FIGURA 22: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT D (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	38
FIGURA 23: PERFIL HORARIO PORCENTUAL DE CARGA COMERCIAL.....	40
FIGURA 24: PERFIL DE TENSIONES DE LA RED DE BT ASOCIADA AL CT E (HIPÓTESIS DE PARTIDA).....	41
FIGURA 25: PERFIL DE CARGA DEL CT E	43
FIGURA 26: PERFIL PORCENTUAL DE CARGA DEL CT E	43
FIGURA 27: NIVELES DE TENSIÓN Y POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA.....	45
FIGURA 28: TOPOLOGÍA DE LA RED DE PRUEBA IEEE DE 34 NUDOS.....	46
FIGURA 29: PUNTOS DE CONEXIÓN DE LAS REDES DE BT A LA RED DE MT.....	48
FIGURA 30: PUNTOS DE CONEXIÓN DE LAS CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL	49
FIGURA 31: PUNTOS DE CONEXIÓN DE LOS GENERADORES EQUIVALENTES A LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	51
FIGURA 32: PUNTOS DE CONEXIÓN DE TODAS LAS CARGAS Y GENERADORES A LA RED DE MEDIA TENSIÓN	52
FIGURA 33: PERFIL DE CARGA DÍA TIPO LABORABLE-INVIERNO (JUEVES 01/02/12)	54
FIGURA 34: PERFIL DE CARGA DÍA TIPO FESTIVO-INVIERNO (DOMINGO 05/02/12)	54
FIGURA 35: PERFIL DE CARGA DÍA TIPO LABORABLE-VERANO (JUEVES 26/07/12)	54
FIGURA 36: PERFIL DE CARGA DÍA TIPO FESTIVO-VERANO (DOMINGO 29/07/12)	54
FIGURA 37: POTENCIA TOTAL DEMANDADA (LABORABLE-INVIERNO)	56
FIGURA 38: POTENCIA TOTAL DEMANDADA (FESTIVO-INVIERNO)	56
FIGURA 39: POTENCIA TOTAL DEMANDADA (LABORABLE-VERANO).....	56
FIGURA 40: POTENCIA TOTAL DEMANDADA (FESTIVO-VERANO)	56
FIGURA 41: COMPARATIVA POTENCIA TOTAL DEMANDADA.....	56
FIGURA 42: POTENCIA GENERADA POR LAS MINI CENTRALES (CENTRALES FUNCIONANDO AL 50% DE SU CAPACIDAD).....	57
FIGURA 43: PERFIL DE GENERACIÓN SOLAR PARA UN DÍA DE INVIERNO TÍPICO.....	58
FIGURA 44: PERFIL DE GENERACIÓN SOLAR PARA UN DÍA DE VERANO TÍPICO	58
FIGURA 45: POTENCIA TOTAL GENERADA (INVIERNO)	59
FIGURA 46: POTENCIA TOTAL GENERADA (VERANO)	59
FIGURA 47: COMPARATIVA POTENCIA TOTAL GENERADA.....	59
FIGURA 48: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	60
FIGURA 49: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	61
FIGURA 50: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA).....	61
FIGURA 51: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA)	62
FIGURA 52: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN)	63
FIGURA 53: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN)	64
FIGURA 54: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN)	64
FIGURA 55: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN)	65
FIGURA 56: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 5% VE (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	66
FIGURA 57: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 20% VE (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	66
FIGURA 58: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 50% VE (SIN GESTIÓN DE LA DEMANDA)	66
FIGURA 59: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 5% VE SIN GD)	67
FIGURA 60: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 20% VE SIN GD)	67
FIGURA 61: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 50% VE SIN GD)	68

FIGURA 62: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE SIN GD).....	68
FIGURA 63: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE SIN GD)	69
FIGURA 64: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE SIN GD)	70
FIGURA 65: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 5% VE (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	71
FIGURA 66: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 20% VE (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	71
FIGURA 67: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 50% VE (CON GESTIÓN DE LA DEMANDA)	71
FIGURA 68: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 5% VE CON GD)	72
FIGURA 69: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 20% VE CON GD)	72
FIGURA 70: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + 50% VE CON GD)	73
FIGURA 71: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT A LA 01:00 HORAS (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE CON GD)	73
FIGURA 72: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT A LAS 21:00 HORAS (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE CON GD).....	74
FIGURA 73: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN +VE CON GD)	74
FIGURA 74: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (HIPÓTESIS DE PARTIDA + GENERACIÓN + VE CON GD)	75
FIGURA 75: EJEMPLO DE POBLACIÓN DEL ALGORITMO GENÉTICO.....	78
FIGURA 76: TABLA DE MATLAB: <i>FITNESS VALUE - GENERATION</i>	79
FIGURA 77: TABLA DE MATLAB: <i>AVERAGE DISTANCE - GENERATION</i>	79
FIGURA 78: EJEMPLO: POTENCIA DEMANDADA MEDIA.....	80
FIGURA 79: CT A 5% VE (IDEAL)	86
FIGURA 80: CT B 5% VE (IDEAL)	86
FIGURA 81: CT C 5% VE (IDEAL)	86
FIGURA 82: CT D 5% VE (IDEAL)	86
FIGURA 83: CT E 5% VE (IDEAL)	86
FIGURA 84:CT A 20% VE(IDEAL)	86
FIGURA 85:CT B 20% VE(IDEAL)	86
FIGURA 86:CT C 20% VE(IDEAL)	86
FIGURA 87:CT D 20% VE(IDEAL)	86
FIGURA 88:CT E 20% VE(IDEAL).....	86
FIGURA 89:CT A 50% VE(IDEAL)	86
FIGURA 90:CT B 50% VE(IDEAL)	86
FIGURA 91:CT C 50% VE(IDEAL)	86
FIGURA 92:CT D 50% VE(IDEAL)	86
FIGURA 93:CT E 50% VE(IDEAL).....	86
FIGURA 94: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 5% VE (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	87
FIGURA 95: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 20% VE (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	87
FIGURA 96: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 50% VE (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	88
FIGURA 97: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL 5% VE)	88
FIGURA 98: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL 20% VE)	89
FIGURA 99: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL 50% VE)	89
FIGURA 100: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	89
FIGURA 101: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	90
FIGURA 102: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT A (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	91
FIGURA 103: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT B (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	91
FIGURA 104: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT C (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	91
FIGURA 105: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT D (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	92
FIGURA 106: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT E (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL).....	92
FIGURA 107: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	93
FIGURA 108: POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (OPTIMIZACIÓN IDEAL) (5%, 20% Y 50%)	95

FIGURA 109: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN IDEAL 5% VE)	95
FIGURA 110: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN IDEAL 20% VE)	96
FIGURA 111: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN IDEAL 50% VE)	96
FIGURA 112: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	97
FIGURA 113: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	97
FIGURA 114: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN IDEAL)	98
FIGURA 115: CT A 5% VE (REAL)	101
FIGURA 116: CT B 5% VE (REAL)	101
FIGURA 117: CT C 5% VE (REAL)	101
FIGURA 118: CT D 5% VE (REAL)	101
FIGURA 119: CT E 5% VE (REAL)	101
FIGURA 120:CT A 20% VE(REAL)	101
FIGURA 121:CT B 20% VE(REAL)	101
FIGURA 122:CT C 20% VE(REAL)	101
FIGURA 123:CT D 20% VE(REAL)	101
FIGURA 124:CT E 20% VE(REAL)	101
FIGURA 125:CT A 50% VE(REAL)	101
FIGURA 126:CT B 50% VE(REAL)	101
FIGURA 127:CT C 50% VE(REAL)	101
FIGURA 128:CT D 50% VE(REAL)	101
FIGURA 129:CT E 50% VE(REAL)	101
FIGURA 130: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 5% VE (OPTIMIZACIÓN REAL)	102
FIGURA 131: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 20% VE (OPTIMIZACIÓN REAL)	102
FIGURA 132: POTENCIA TOTAL DEMANDADA CON 50% VE (OPTIMIZACIÓN REAL)	103
FIGURA 133: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL 5% VE)	103
FIGURA 134: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL 20% VE)	104
FIGURA 135: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL 50% VE)	104
FIGURA 136: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	104
FIGURA 137: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	105
FIGURA 138: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT A (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	106
FIGURA 139: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT B (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	106
FIGURA 140: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT C (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	106
FIGURA 141: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT D (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	107
FIGURA 142: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR MT-BT: CT E (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	107
FIGURA 143: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	108
FIGURA 144: POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (OPTIMIZACIÓN IDEAL) (5%, 20% Y 50%)	109
FIGURA 145: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN REAL 5% VE)	110
FIGURA 146: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN REAL 20% VE)	110
FIGURA 147: BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN REAL 50% VE)	110
FIGURA 148: CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS NUDOS DE LA RED DE MT (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN REAL)	111
FIGURA 149: PERFIL DE PÉRDIDAS EN LA RED DE MT (GENERACIÓN CALCULADA + OPTIMIZACIÓN REAL)	112
FIGURA 150: ESTADO DE CARGAS DEL TRANSFORMADOR AT-MT (GENERACIÓN INICIAL + OPTIMIZACIÓN REAL)	112

INDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1: POTENCIA HORARIA DEMANDADA (POTENCIA APARENTE)	15
ECUACIÓN 2: POTENCIA HORARIA DEMANDADA (POTENCIA ACTIVA)	15

ECUACIÓN 3: POTENCIA HORARIA DEMANDADA (POTENCIA REACTIVA)	15
ECUACIÓN 4: OBTENCIÓN DEL PERFIL PORCENTUAL DE POTENCIA DEMANDADA PARA CADA DÍA TIPO.....	54
ECUACIÓN 5: OBTENCIÓN DEL PERFIL DE CARGA DE LA RED IEEE34 PARA CADA DÍA TIPO.....	54
ECUACIÓN 6: OBTENCIÓN DEL COEFICIENTE DE CARGA PARA CADA DÍA TIPO	55
ECUACIÓN 7: OBTENCIÓN DEL PERFIL DE CARGA DE LAS DISTINTAS TOPOLOGÍAS DE BT PARA CADA DÍA TIPO.....	55
ECUACIÓN 8: OBTENCIÓN DEL PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL	57
ECUACIÓN 9: OBTENCIÓN DEL PERFIL PORCENTUAL DE RADIACIÓN SOLAR PARA CADA DÍA TIPO	58
ECUACIÓN 10: OBTENCIÓN DEL PERFIL DE GENERACIÓN DE LAS MINI CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL)	58
ECUACIÓN 11: FUNCIÓN OBJETIVO DE LA OPTIMIZACIÓN.....	80
ECUACIÓN 12: MEDIA ENTRE LA POTENCIA MÁXIMA Y MÍNIMA DEMANDADA	80
ECUACIÓN 13: RESTRICCIÓN DE DESIGUALDAD DE LA OPTIMIZACIÓN	81
ECUACIÓN 14: RESTRICCIÓN DE IGUALDAD DE LA OPTIMIZACIÓN	81
ECUACIÓN 15: LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR DE LA VARIABLE A OPTIMIZAR (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	81
ECUACIÓN 16: LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR DE LA VARIABLE A OPTIMIZAR (OPTIMIZACIÓN REALISTA: TOPOLOGÍA RESIDENCIAL)	82
ECUACIÓN 17: LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR DE LA VARIABLE A OPTIMIZAR (OPTIMIZACIÓN REALISTA: TOPOLOGÍA INDUSTRIAL)	82
ECUACIÓN 18: LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR DE LA VARIABLE A OPTIMIZAR (OPTIMIZACIÓN REALISTA: TOPOLOGÍA COMERCIAL)	82
ECUACIÓN 19: CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE CARGA DE LAS CENTRALES DE RÉGIMEN ESPECIAL (OPTIMIZACIÓN IDEAL)	93

1 OBJETIVO Y ESTRUCTURA DEL PROYETO FINAL DE CARRERA

Actualmente dos temas están en alza en los análisis de los sistemas eléctricos: la incorporación de las energías renovables en la red y la incorporación del vehículo eléctrico. Ambos conceptos están relacionados con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El objetivo del Proyecto Final de Carrera es optimizar la recarga de vehículos eléctricos en redes de media tensión. Para ello ha sido necesario estudiar el impacto del vehículo eléctrico (VE) en redes de baja tensión (BT) y en una red de media tensión (MT), que engloba estas redes.

Puesto que en la actualidad la incorporación de energías renovables en los sistemas eléctricos está ampliamente extendida, están surgiendo numerosos estudios en torno a las *smartgrid*, es decir, redes que pueden llegar a funcionar en isla y que se abastecen en gran medida a partir de energía renovable. Las previsiones para 2020 y 2050 son muy alentadoras en cuanto a la incorporación del VE en nuestras vidas y por lo tanto es necesario estudiar el impacto en los sistemas de potencia actuales para poder establecer los criterios adecuados en cuanto a la planificación de los sistemas de potencia (nuevas subestaciones, líneas, unidades generadoras, etc.).

Para llevar a cabo este objetivo se han desarrollado los siguientes estudios:

- Se ha analizado el comportamiento actual de cinco topologías de baja tensión y el impacto que supondría la incorporación del vehículo eléctrico a dichas redes (Capítulo 2).
- Se ha analizado el comportamiento de una red de media tensión a la que se han conectado: las redes de baja tensión anteriores, paneles fotovoltaicos distribuidos en estas redes y cuatro pequeñas centrales de Régimen Especial (*smartgrid*). De igual modo se ha analizado la situación actual y el impacto que supondría en la red de media tensión la incorporación del vehículo eléctrico (Capítulo 3).
- Se ha desarrollado una herramienta que optimiza (empleando algoritmos genéticos) el número de vehículos que deben conectarse, a cada hora del día, en las distintas redes de baja tensión, para obtener un perfil de potencia demandada lo más plano posible en las distintas redes. Además se ha calculado la generación que deben aportar las centrales de Régimen Especial para que la demanda de la *smartgrid* se cubra, en el mayor porcentaje posible, con la potencia generada en la propia red (Capítulo 4).

2 ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN TOPOLOGÍAS DE BAJA TENSIÓN

El objetivo de este Capítulo es analizar el impacto del vehículo eléctrico en redes de baja tensión. Para ello se han realizado flujos de cargas a partir del perfil de carga inicial de distintas redes de baja tensión y se han estudiado las posibles sobrecargas en líneas y en transformadores, así como las desviaciones del perfil de tensiones de los límites establecidos para los niveles de tensión. Se ha repetido este estudio con distintos escenarios de penetración del vehículo eléctrico.

Los datos de las topologías de baja tensión han sido facilitados por una compañía eléctrica, por lo que son de carácter confidencial. Por ello, sólo se indica la información básica y los resultados obtenidos.

2.1 TOPOLOGÍA RESIDENCIAL EN ALTURA SIN GARAJE (TRANSFORMADOR A)

Características:

- Potencia nominal del transformador ($S_{nominal\ CT\ A}$): 1260 kVA
- Porcentaje de carga máxima del transformador ($\%carga\ máxima_{CT\ A}$): 82 %
- Factor de potencia de la carga conectada al transformador ($cos\phi_{CT\ A}$): 0,9
- Perfil horario porcentual de carga residencial ($\%carga\ horaria_{residencial}(h)$):

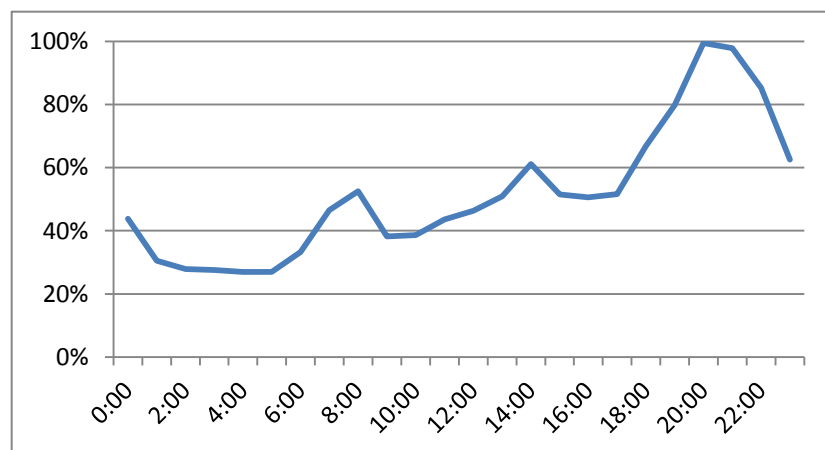


Figura 1: Perfil horario porcentual de carga residencial

2.1.1 Hipótesis de partida (Red inicial, VE)

2.1.1.1 Potencia demandada

La potencia demandada por red de baja tensión en cada hora (h) del día se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$S_{dem CT}(h) = \%carga\ horaria_{residencial}(h) \cdot \%carga\ máxima_{CT A} \cdot S_{nominal CT A}$$

Ecuación 1: Potencia horaria demandada (Potencia aparente)

$$P_{dem CT A}(h) = S_{dem CT A}(h) \cdot \cos\phi_{CT A}$$

Ecuación 2: Potencia horaria demandada (Potencia activa)

$$Q_{dem CT}(h) = S_{dem CT}(h) \cdot \sin(\arccos(\cos\phi_{CT A}))$$

Ecuación 3: Potencia horaria demandada (Potencia reactiva)

2.1.1.2 Perfil de tensiones

Una vez realizado el flujo de cargas en PSS\E, se obtienen los perfiles de tensiones de cada una de las posiciones del CT. Como se puede observar las mayores caídas de tensiones se producen en la posición 2 y en la posición 3, siendo las posiciones críticas. La posición 3 (0,917 p.u.) rebasa el mínimo de tensión del 0,93 p.u. admisible [1].

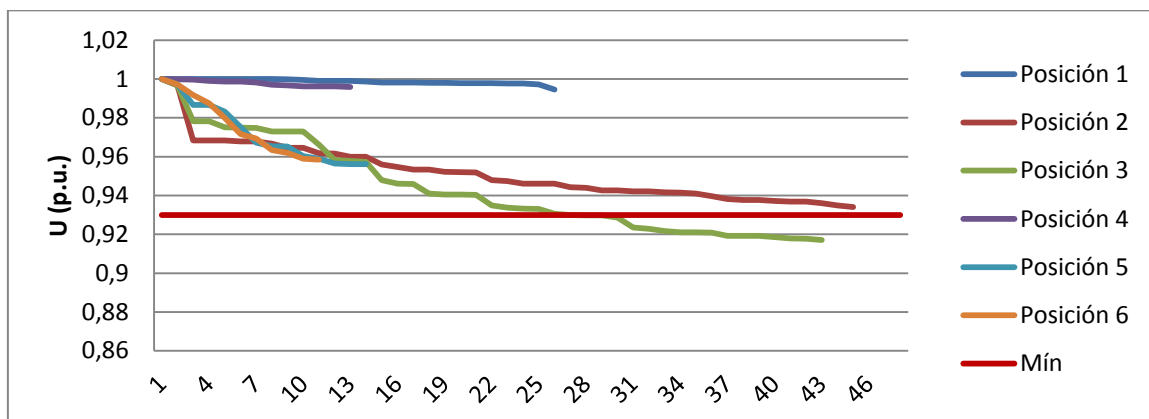


Figura 2: Perfil de tensiones de la red de BT asociada al CT A (Hipótesis de partida)

2.1.1.3 Estado de carga de las líneas

Se producen sobrecargas en tramos más próximos a los transformadores en las posiciones 3 (103,5%), 5 (103,3%) y 6 (126,4%).

2.1.1.4 Estado de carga del transformador

No se producen sobrecargas en el transformador, su porcentaje de carga es, como ya se indicó anteriormente, del 82%.

2.1.2 Número máximo admisible de VE conectados a la red

A continuación se presenta el número máximo de vehículos eléctricos que se ha podido conectar, en cada hora del día, a la red de BT asociada al CT A sin que se produzcan sobrecargas en las líneas, en el transformador y sin que la tensión caiga por debajo de 0,93 p.u. en ningún punto de la red. En este caso la condición más restrictiva es la **sobrecarga de las líneas**.

HORA	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
Nº VE máx. (líneas)	48	86	94	94	96	96	80	39	23	65	63	48

HORA	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Nº VE máx. (líneas)	42	27	0	27	27	23	0	0	0	0	0	0

Tabla 1: Nº máximo admisible de VE conectados a la red de BT asociada al CT A

2.1.3 Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico

2.1.3.1 Definición del parque, grados de penetración y vectores de carga del VE

El parque de vehículos eléctricos a conectar a la red derivada del CT A consta de **400 vehículos**, este valor se considera el 100% de penetración de los vehículos eléctricos asociados a este CT.

Para todas las simulaciones se considerarán las siguientes hipótesis:

- Potencia demandada por cada vehículo en carga lenta = 3,7 kW.
- Tiempo de recarga = 3 horas
- Coeficiente simultaneidad del vehículo eléctrico = 1

Se estudian tres **grados de penetración**:

- Penetración alta: 50% del parque de vehículos.
- Penetración media: 20% del parque de vehículos.
- Penetración baja: 5% del parque de vehículos.

La topología de la red de estudio es **residencial**, por lo que la recarga del VE se realiza en el intervalo horario en que los VE se encuentran aparcados en los domicilios (19:00 - 06:59 horas). De este intervalo se consideran las horas más desfavorables (19:00 - 03:59 horas), es decir, las que cuentan ya con un mayor porcentaje de carga.

Se estudian, por tanto, los siguientes **vectores de carga del VE**:

- Sin gestión de la demanda (el VE se conecta al llegar al domicilio)
 - 85% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 5 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.
- Con gestión de la demanda (se programa la conexión del VE)
 - 5% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 85 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.

2.1.3.2 Escenarios sin gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	8	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	20	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	2	2
20%	0	0	0	0	0	0	0	68	68	68	8	8
50%	0	0	0	0	0	0	0	170	170	170	20	20

Tabla 2: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT A (sin gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

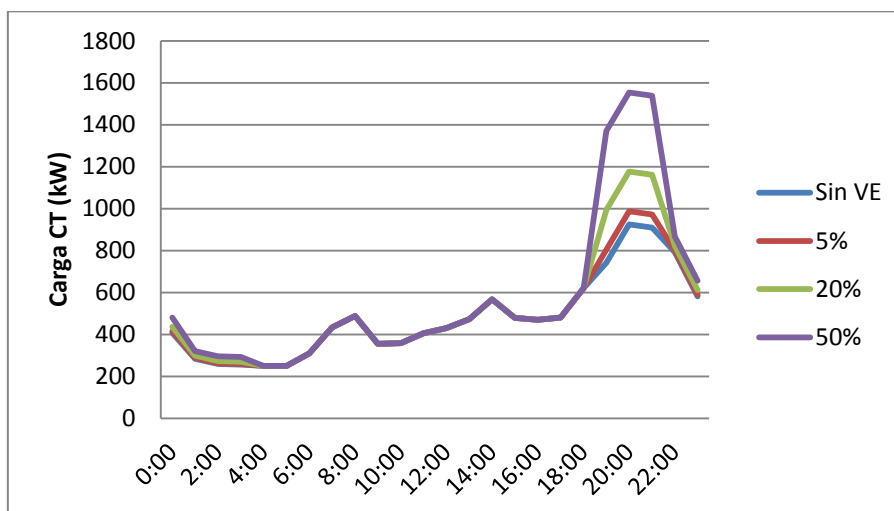


Figura 3: Perfil de carga del CT A (sin gestión de la demanda)

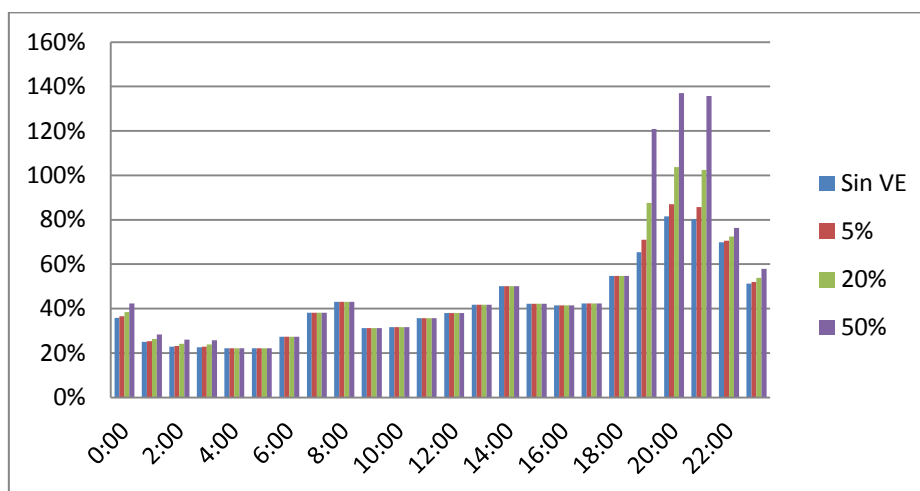


Figura 4: Perfil porcentual de carga del CT A (sin gestión de la demanda)

2.1.3.2.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, cuando el grado de penetración es del 20% y del 50% en el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y 22:59 horas se producen sobrecargas en el transformador del 104%, para una penetración del 20%, y del 137%, para una penetración del 50%.

2.1.3.2.2 Estado de cargas de las líneas

En el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 23:59 horas se producen sobrecargas en las líneas para todos los escenarios de penetración:

- 5%: posición 2 (100,1%), posición 3 (108,5%), posición 5 (108,0%), posición 6 (129,4%)
- 20%: posición 2 (117,2%), posición 3 (127,4%), posición 5 (126,0%), posición 6(140,4%)
- 50%: posición 2 (153,3%), posición 3 (167,8%), posición 5 (163,3%), posición 6(163,1%)

2.1.3.2.3 Perfil de tensiones

En el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 23:59 horas se producen caídas de tensiones por debajo de 0,93 p.u. para todos los escenarios de penetración:

- 5%: posición 3 (0,922 p.u.).
- 20%: posición 3 (0,912 p.u.).
- 50%: posición 2 (0,914 p.u.), posición 3 (0,883 p.u.).

2.1.3.3 Escenarios con gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	2	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	8	68	68	68	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	20	170	170	170	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
20%	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	8	8
50%	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	20	20

Tabla 3: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT A (con gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

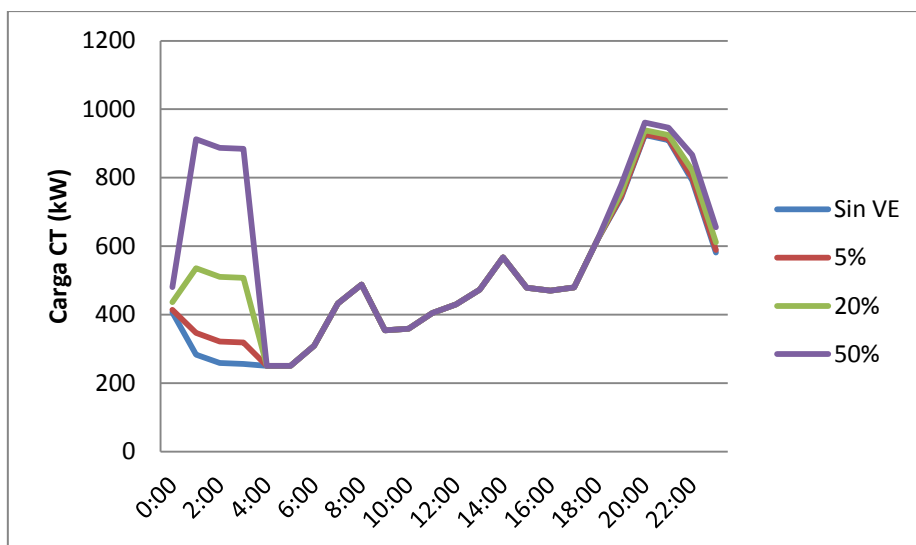


Figura 5: Perfil de carga del CT A (con gestión de la demanda)

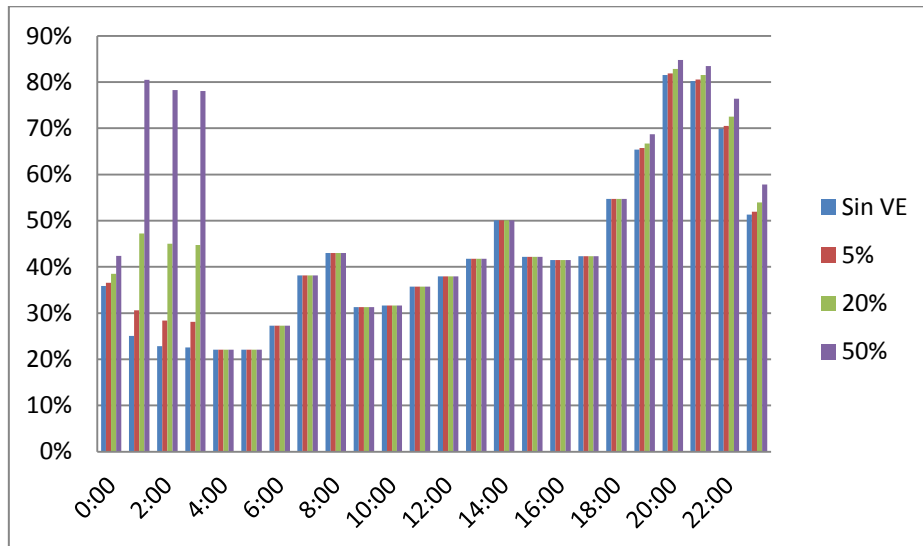


Figura 6: Perfil porcentual de carga del CT A (con gestión de la demanda)

2.1.3.3.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, en ningún caso se producen sobrecargas en el transformador.

2.1.3.3.2 Estado de cargas de las líneas

En el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 23:59 horas se producen sobrecargas en las líneas para todos los escenarios de penetración, y entre las 01:00 y las 03:59 horas para una penetración del 50%:

- 5%: posición 3 (102,7%), posición 5 (102,5%), posición 6 (126,0%).
- 20%: posición 3 (103,8%), posición 5 (103,6%), posición 6 (126,6%).
- 50%: posición 3 (106,0%), posición 5 (105,6%), posición 6 (127,9%).

2.1.3.3.3 Perfil de tensiones

En el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 23:59 horas se producen caídas de tensiones por debajo de 0,93 p.u. para todos los escenarios de penetración, y entre las 01:00 y las 03:59 horas para una penetración del 50%:

- 5%: posición 3 (0,927 p.u.).
- 20%: posición 3 (0,926 p.u.).
- 50%: posición 3 (0,924 p.u.).

2.1.4 Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados obtenidos y las acciones que se deberían desarrollar en cada caso:

	Sobrecargas trafo	Sobrecargas líneas	Caída de tensión	Acciones
Hipótesis de partida	ok	126,4%	0,917 p.u.	Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
Escenarios sin gestión de la demanda				
5%	ok	129,4%	0,922 p.u.	Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
20%	104%	140,4%	0,912 p.u.	Aumentar capacidad de transformador Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
50%	137%	163,1%	0,883 p.u.	Aumentar capacidad de transformador Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
Escenarios con gestión de la demanda				
5%	ok	126,0%	0,927 p.u.	Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
20%	ok	126,6%	0,926 p.u.	Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión
50%	ok	127,9%	0,924 p.u.	Aumentar capacidad de las líneas Medidas de compensación de tensión

Tabla 4: Resultados y acciones a desarrollar en la red de BT asociada al CT A

Puede observarse que los escenarios con gestión de la demanda son claramente más favorables.

2.2 TOPOLOGÍA RESIDENCIAL UNIFAMILIAR (TRANSFORMADOR B)

Características:

- Potencia nominal del transformador ($S_{nominal CT B}$): 400 kVA
- Porcentaje de carga máxima del transformador ($\%carga\ máxima_{CT B}$): 65 %
- Factor de potencia de la carga conectada al transformador ($\cos\phi_{CT B}$): 0,9
- Perfil horario porcentual de carga residencial ($\%carga\ horaria_{residencial}(h)$): Figura 1

2.2.1 Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE)

2.2.1.1 Potencia demandada

La potencia demandada por red de baja tensión en cada hora (h) del día se obtiene a partir de las ecuaciones expresadas en 2.1.1.1 más atrás (Ecuación 1, Ecuación 1: Potencia horaria demandada (Potencia aparente)Ecuación 2, Ecuación 3).

2.2.1.2 Perfil de tensiones

Una vez realizado el flujo de cargas en PSS\E, se obtienen los perfiles de tensiones de cada una de las posiciones del CT. La posición 3 es la que experimenta una mayor caída de tensiones (0,97 p.u.), no obstante las tensiones en todos los nudos de la red son superiores a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

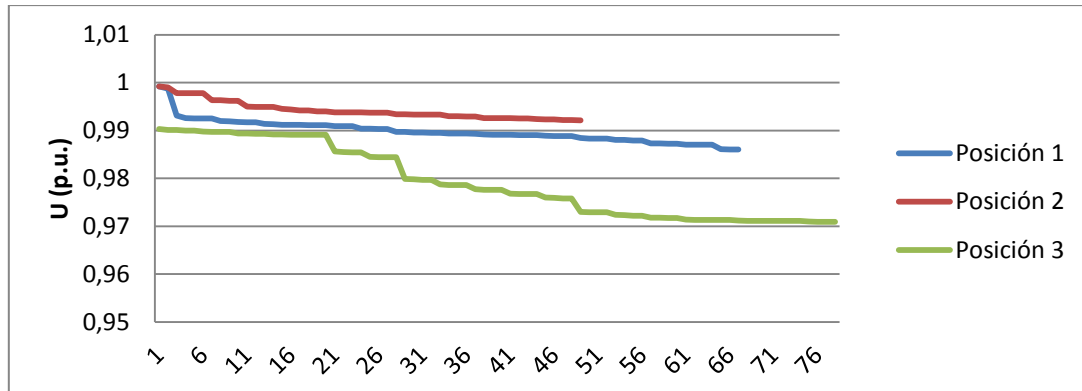


Figura 7: Perfil de tensiones de la red de BT asociada al CT B (Hipótesis de partida)

2.2.1.3 Estado de carga de las líneas

No se producen sobrecargas en las líneas, el tramo con mayor porcentaje de carga (48,6 %) se encuentra en la posición 3 del CT.

2.2.1.4 Estado de carga del transformador

No se producen sobrecargas en el transformador, su porcentaje de carga es, como ya se indicó anteriormente, del 65%.

2.2.2 Número máximo admisible de VE conectados a la red

A continuación se presenta el número máximo de vehículos eléctricos que se ha podido conectar, en cada hora del día, a la red de BT asociada al CT B sin que se produzcan sobrecargas en las líneas, en el transformador y sin que la tensión caiga por debajo de 0,93 p.u. en ningún punto de la red. En este caso la condición más restrictiva es la **sobrecarga del transformador**.

HORA	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
Nº VE máx. (trafo)	70	78	80	80	80	80	76	68	64	73	73	70

HORA	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Nº VE máx. (trafo)	68	65	59	65	65	65	55	47	34	35	43	58

Tabla 5: Nº máximo admisible de VE conectados a la red de BT asociada al CT B

2.2.3 Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico

2.2.3.1 Definición del parque, grados de penetración y vectores de carga del VE

El parque de vehículos eléctricos a conectar a la red derivada del CT B consta de **200 vehículos**, este valor se considera el 100% de penetración de los vehículos eléctricos asociados a este CT. Se estudian tres **grados de penetración**:

- Penetración alta: 50% del parque de vehículos.
- Penetración media: 20% del parque de vehículos.
- Penetración baja: 5% del parque de vehículos.

Para todas las simulaciones se considerarán las siguientes hipótesis:

- Potencia demandada por cada vehículo en carga lenta = 3,7 kW.
- Tiempo de recarga = 3 horas
- Coeficiente simultaneidad del vehículo eléctrico = 1

La topología de la red de estudio es **residencial**, por lo que la recarga del VE se realiza en el intervalo horario en que los VE se encuentran aparcados en los domicilios (19:00 - 06:59 horas). De este intervalo se consideran las horas más desfavorables (19:00 - 03:59 horas), es decir, las que cuentan ya con un mayor porcentaje de carga.

Se estudian, por tanto, los siguientes **vectores de carga del VE**:

- Sin gestión de la demanda (el VE se conecta al llegar al domicilio)
 - 85% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 5 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.

- Con gestión de la demanda (se programa la conexión del VE)
 - 5% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 85 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.

2.2.3.2 Escenarios sin gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	1	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	4	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	10	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	8,5	8,5	8,5	1	1
20%	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34	4	4
50%	0	0	0	0	0	0	0	85	85	85	10	10

Tabla 6: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT B (sin gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

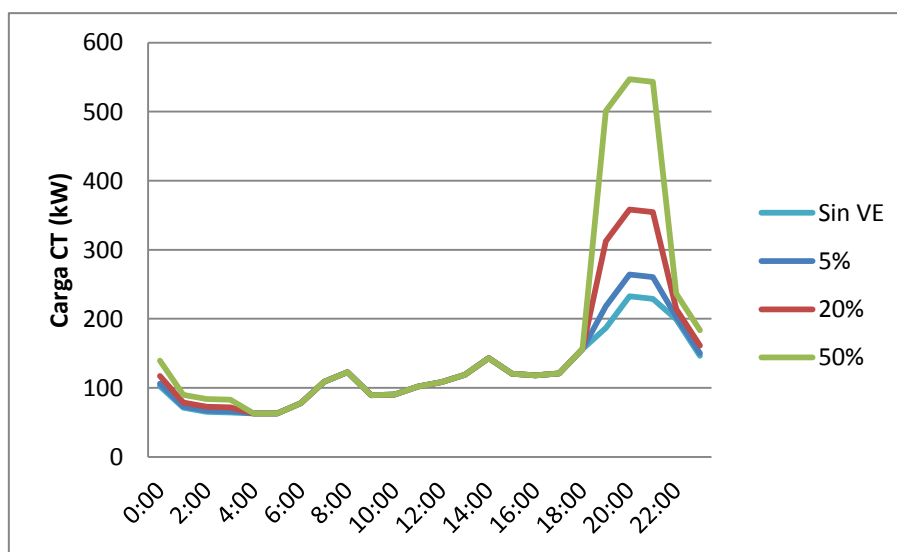


Figura 8: Perfil de carga del CT B (sin gestión de la demanda)

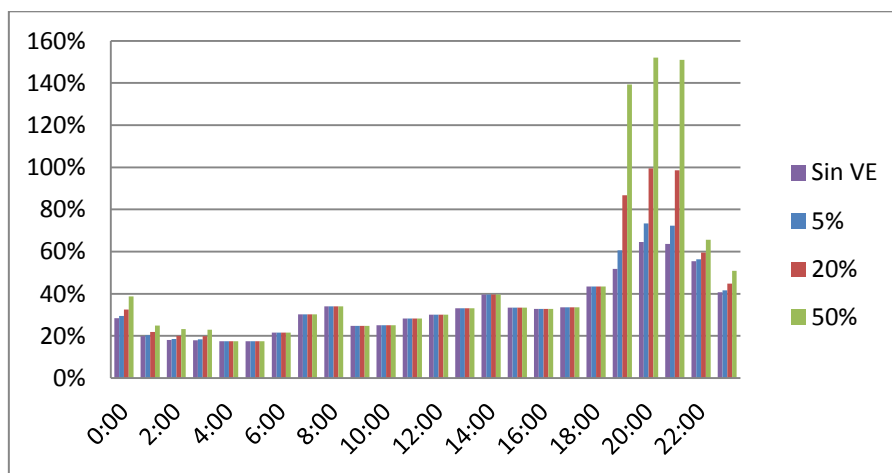


Figura 9: Perfil porcentual de carga del CT B (sin gestión de la demanda)

2.2.3.2.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, cuando el grado de penetración es del 50%, en el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y 22:59 horas se producen sobrecargas en el transformador (152%)

2.2.3.2.2 Estado de cargas de las líneas

Para la misma penetración y en el mismo intervalo horario, se producen sobrecargas en los tramos de las líneas más próximos al transformador en la posición 1 (102%) y en la posición 3 (107%) del mismo.

2.2.3.2.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 3 (0,94 p.u.), no obstante es la tensión superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.2.3.3 Escenarios con gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	1	8,5	8,5	8,5	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	4	34	34	34	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	10	85	85	85	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	1	1
20%	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	4	4
50%	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	10	10

Tabla 7: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT B (con gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

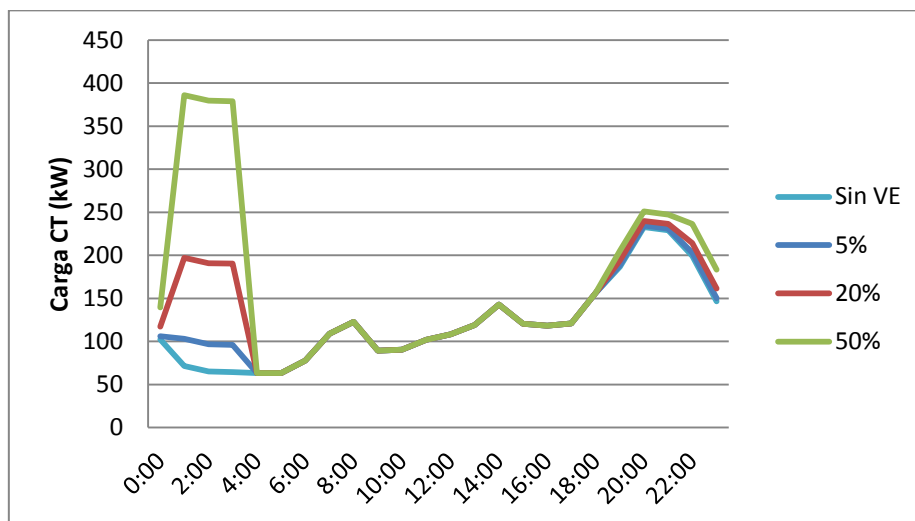


Figura 10: Perfil de carga del CT B (con gestión de la demanda)

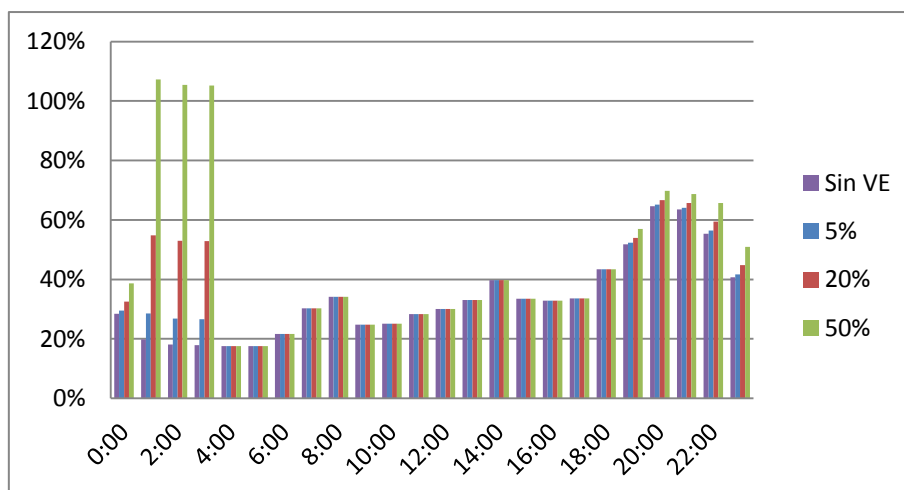


Figura 11: Perfil porcentual de carga del CT B (con gestión de la demanda)

2.2.3.3.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, cuando el grado de penetración es del 50%, en el intervalo horario comprendido entre las 1:00 y 03:59 horas se producen sobrecargas en el transformador (107%).

2.2.3.3.2 Estado de cargas de las líneas

Para la misma penetración y en el mismo intervalo horario, no se producen sobrecargas en las líneas siendo la posición 3 la más cargada (73%).

2.2.3.3.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 3 (0,96 p.u.), no obstante es superior a una tensión de 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.2.4 Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados obtenidos y las acciones que se deberían desarrollar en cada caso:

	Sobrecargas trafo	Sobrecargas líneas	Caída de tensión	Acciones
Hipótesis de partida	ok	ok	ok	Ninguna
Escenarios sin gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	152%	107%	ok	Aumentar capacidad de transformador y líneas
Escenarios con gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	107%	ok	ok	Aumentar capacidad de transformador

Tabla 8: Resultados y acciones a desarrollar en la red de BT asociada al CT B

2.3 TOPOLOGÍA RESIDENCIAL EN ALTURA CON GARAJE (TRANSFORMADOR C)

Características:

- Potencia nominal del transformador ($S_{nominal\ CT\ C}$): 500 kVA
- Porcentaje de carga máxima del transformador ($\%carga\ máxima_{CT\ C}$): 28 %
- Factor de potencia de la carga conectada al transformador ($cos\phi_{CT\ C}$): 0,9
- Perfil horario porcentual de carga residencial ($\%carga\ horaria_{residencial}(h)$): Figura 1

2.3.1 Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE)

2.3.1.1 Potencia demandada

La potencia demandada por red de baja tensión en cada hora (h) del día se obtiene a partir de las ecuaciones expresadas en 2.1.1.1 más atrás (Ecuación 1, Ecuación 1: Potencia horaria demandada (Potencia aparente) Ecuación 2, Ecuación 3).

2.3.1.2 Perfil de tensiones

Una vez realizado el flujo de cargas en PSS\E, se obtienen los perfiles de tensiones de cada una de las posiciones del CT. Como se puede observar la caída de tensiones es muy pequeña en todas las posiciones. La posición 1 es la que experimenta una mayor caída de tensiones (0,991 p.u.), no obstante está muy por encima de 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

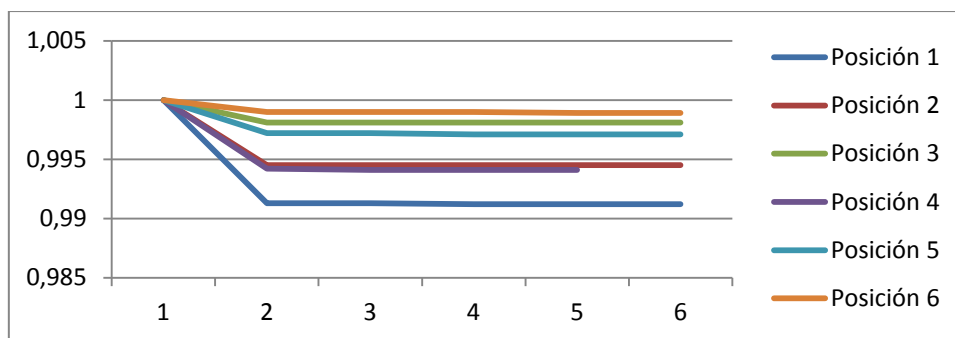


Figura 12: Perfil de tensiones de la red de BT asociada al CT C (Hipótesis de partida)

2.3.1.3 Estado de carga de las líneas

No se producen sobrecargas en las líneas. El tramo con mayor porcentaje de carga (14,8 %) se encuentra en la posición 1 del CT.

2.3.1.4 Estado de carga del transformador

No se producen sobrecargas en el transformador. Su porcentaje de carga es, como ya se indicó anteriormente, del 28%.

2.3.2 Número máximo admisible de VE conectados a la red

A continuación se presenta el número máximo de vehículos eléctricos que se ha podido conectar, en cada hora del día, a la red de BT asociada al CT C sin que se produzcan sobrecargas en las líneas, en el transformador y sin que la tensión caiga por debajo de 0,93 p.u. en ningún punto de la red. En este caso la condición más restrictiva es la **sobrecarga del transformador**.

HORA	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
Nº VE máx. (trafo)	107	111	112	112	112	112	110	106	104	109	108	107

HORA	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Nº VE máx. (trafo)	106	104	101	104	104	104	99	94	88	88	93	100

Tabla 9: Nº máximo admisible de VE conectados a red de BT asociada al CT C

2.3.3 Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico

2.3.3.1 Definición del parque, grados de penetración y vectores de carga del VE

El parque de vehículos eléctricos a conectar a la red derivada del CT C consta de **348 vehículos**, este valor se considera el 100% de penetración de los vehículos eléctricos asociados a este CT. Se estudian tres **grados de penetración**:

- Penetración alta: 50% del parque de vehículos.
- Penetración media: 20% del parque de vehículos.
- Penetración baja: 5% del parque de vehículos.

Para todas las simulaciones se considerarán las siguientes hipótesis:

- Potencia demandada por cada vehículo en carga lenta = 3,7 kW.
- Tiempo de recarga = 3 horas
- Coeficiente simultaneidad del vehículo eléctrico = 1

La topología de la red de estudio es **residencial**, por lo que la recarga del VE se realiza en el intervalo horario en que los VE se encuentran aparcados en los domicilios (19:00 - 06:59 horas). De este intervalo se consideran las horas más desfavorables (19:00 - 03:59 horas), es decir, las que cuentan ya con un mayor porcentaje de carga.

Se estudian, por tanto, los siguientes **vectores de carga del VE**:

- Sin gestión de la demanda (el VE se conecta al llegar al domicilio)
 - 85% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 5 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.

- Con gestión de la demanda (se programa la conexión del VE)
 - 5% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 10 % de los vehículos cargan de 22:00 a 00:59 horas.
 - 85 % de los vehículos cargan de 01:00 a 03:59 horas.

2.3.3.2 Escenarios sin gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	7	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	17	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	2	2
20%	0	0	0	0	0	0	0	59	59	59	7	7
50%	0	0	0	0	0	0	0	148	148	148	17	17

Tabla 10: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT C (sin gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

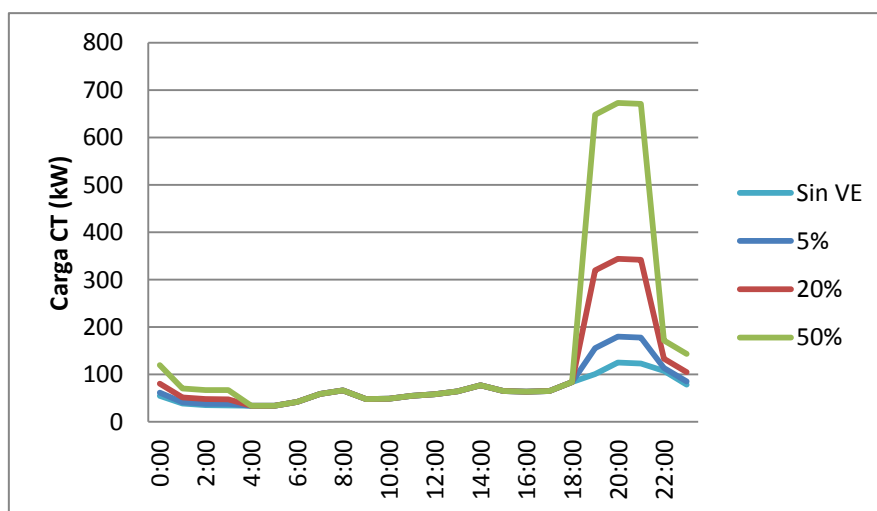


Figura 13: Perfil de carga del CT C (sin gestión de la demanda)

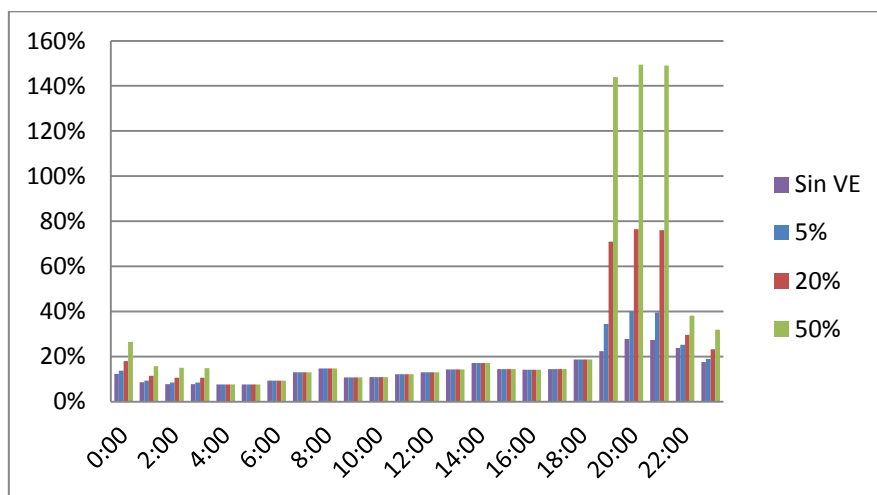


Figura 14: Perfil porcentual de carga del CT C (sin gestión de la demanda)

2.3.3.2.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, cuando el grado de penetración es del 50%, en el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y 22:59 horas se producen sobrecargas en el transformador (149%)

2.3.3.2.2 Estado de cargas de las líneas

No se producen sobrecargas en ningún tramo de la línea. La posición más cargada, en las circunstancias reflejadas en el apartado anterior, es la posición 1 (74%).

2.3.3.2.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 1 (0,96 p.u.), no obstante es superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.3.3.3 Escenarios con gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	2	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	7	59	59	59	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	17	148	148	148	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
20%	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	7	7
50%	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	17	17

Tabla 11: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT C (con gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

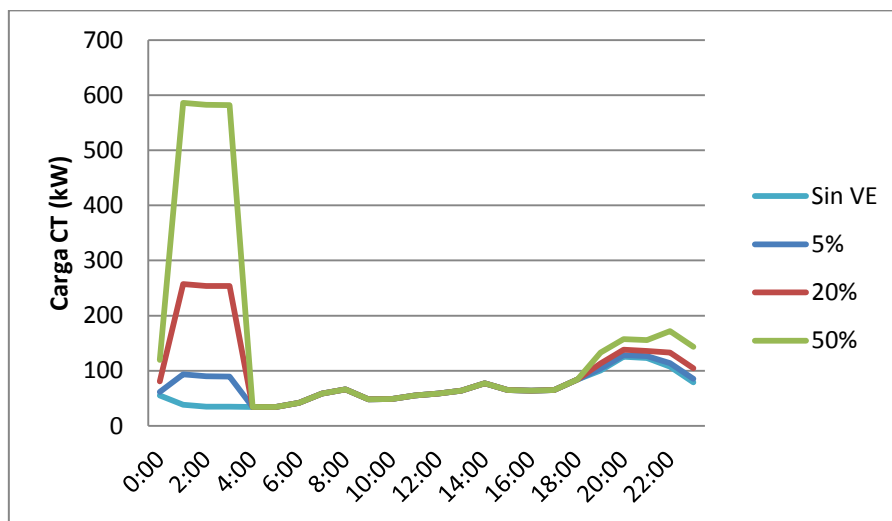


Figura 15: Perfil de carga del CT C (con gestión de la demanda)

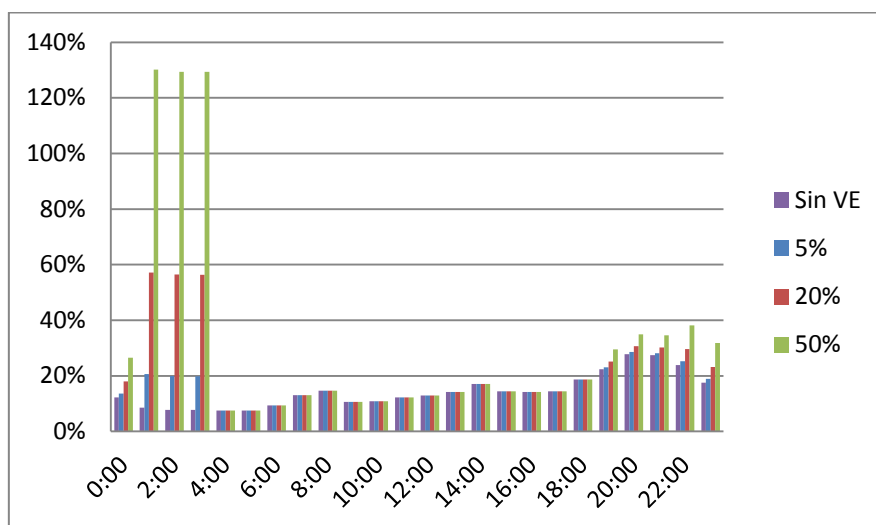


Figura 16: Perfil porcentual de carga del CT C (con gestión de la demanda)

2.3.3.3.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, cuando el grado de penetración es del 50%, en el intervalo horario comprendido entre las 1:00 y 03:59 horas se producen sobrecargas en el transformador (130%).

2.3.3.3.2 Estado de cargas de las líneas

No se producen sobrecargas en ningún tramo de la línea. La posición más cargada, en las circunstancias reflejadas en el apartado anterior, es la posición 1 (64%).

2.3.3.3.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 1 (0,965 p.u.), no obstante es superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.3.4 Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados obtenidos y las acciones que se deberían desarrollar en cada caso:

	Sobrecargas trafo	Sobrecargas líneas	Caída de tensión	Acciones
Hipótesis de partida	ok	ok	ok	Ninguna
Escenarios sin gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	149%	ok	ok	Aumentar capacidad de transformador
Escenarios con gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	130%	ok	ok	Aumentar capacidad de transformador

Tabla 12: Resultados y acciones a desarrollar en la red de BT asociada al CT C

2.4 TOPOLOGÍA INDUSTRIAL (TRANSFORMADOR D)

Características:

- Potencia nominal del transformador ($S_{nominal\ CT\ D}$): 630 kVA
- Porcentaje de carga máxima del transformador ($\%carga\ máxima_{CT\ D}$): 62 %
- Factor de potencia de la carga conectada al transformador ($\cos\phi_{CT\ D}$): 0,9
- Perfil horario porcentual de carga residencial ($\%carga\ horaria_{industrial}(h)$):

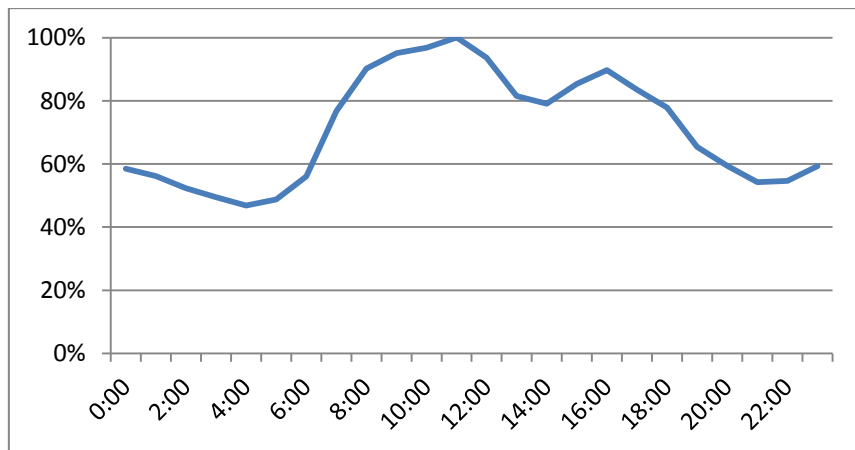


Figura 17: Perfil horario porcentual de carga industrial

2.4.1 Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE)

2.4.1.1 Potencia demandada

La potencia demandada por red de baja tensión en cada hora (h) del día se obtiene a partir de las ecuaciones expresadas en 2.1.1.1 más atrás (Ecuación 1, Ecuación 1: Potencia horaria demandada (Potencia aparente)Ecuación 2, Ecuación 3).

2.4.1.2 Perfil de tensiones

Una vez realizado el flujo de cargas en PSS\E, se obtienen los perfiles de tensiones de cada una de las posiciones del CT. Como se puede observar la caída de tensiones es muy pequeña en todas las posiciones. La posición 1 es la que experimenta una mayor caída de tensiones (0,98 p.u.), no obstante está muy por encima de una tensión de 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

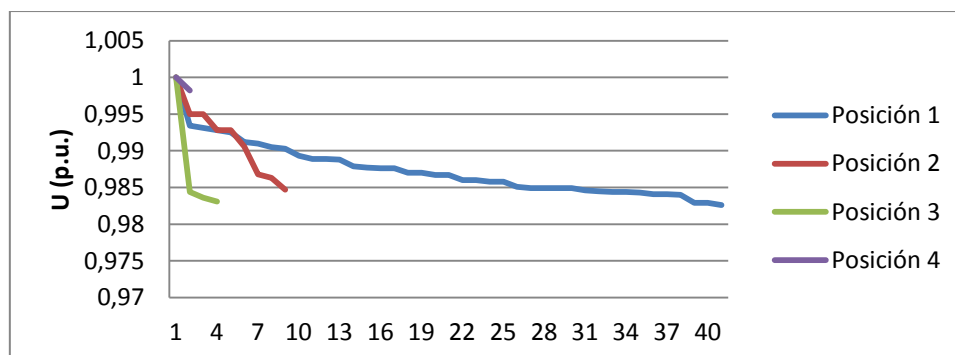


Figura 18: Perfil de tensiones de la red de BT asociada al CT D (Hipótesis de partida)

2.4.1.3 Estado de carga de las líneas

No se producen sobrecargas en las líneas, el tramo con mayor porcentaje de carga (76 %) se encuentra en la posición 1 del CT.

2.4.1.4 Estado de carga del transformador

No se producen sobrecargas en el transformador, su porcentaje de carga es, como ya se indicó anteriormente, del 62%.

2.4.2 Número máximo admisible de VE conectados a la red

A continuación se presenta el número máximo de vehículos eléctricos que se ha podido conectar, en cada hora del día, a la red de BT asociada al CT D sin que se produzcan sobrecargas en las líneas, en el transformador y sin que la tensión caiga por debajo de 0,93 p.u. en ningún punto de la red. En este caso la condición más restrictiva son las **sobrecargas en las líneas**.

HORA	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
Nº VE máx. (líneas)	67	70	74	77	80	77	70	48	33	28	26	22

HORA	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Nº VE máx. (líneas)	29	43	46	39	34	41	47	60	67	72	72	67

Tabla 13: Nº máximo admisible de VE conectados a red de BT asociada al CT D

2.4.3 Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico

2.4.3.1 Definición del parque, grados de penetración y vectores de carga del VE

El parque de vehículos eléctricos a conectar a la red derivada del CT D consta de **200 vehículos**, este valor se considera el 100% de penetración de los vehículos eléctricos asociados a este CT. Se estudian tres **grados de penetración**:

- Penetración alta: 50% del parque de vehículos.
- Penetración media: 20% del parque de vehículos.
- Penetración baja: 5% del parque de vehículos.
-

Para todas las simulaciones se considerarán las siguientes hipótesis:

- Potencia demandada por cada vehículo en carga lenta = 3,7 kW.
- Tiempo de recarga = 3 horas
- Coeficiente simultaneidad del vehículo eléctrico = 1

La topología de la red de estudio es **industrial**, por lo que la recarga del VE se realiza en el intervalo horario en que los VE se encuentran aparcados en los almacenes, vehículos de la empresa (19:00 - 06:59 horas) y en las oficinas, vehículos particulares (07:00 - 18:59 horas). De este intervalo se consideran las horas inmediatas a la llegada de los VE a sus respectivos puntos de recarga. Se estudian, por tanto, los siguientes **vectores de carga del VE**:

- Sin gestión de la demanda (el VE se conecta al llegar a la empresa)
 - 85% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas.
 - 15 % de los vehículos recargan de 07:00 a 09:59 horas.
- Con gestión de la demanda (se programa la conexión del VE)
 - 85% de los vehículos recargan repartidamente de 19:00 a 06:59 horas.
 - 15 % de los vehículos recargan repartidamente de 07:00 a 18:59 horas.

2.4.3.2 Escenarios sin gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0
20%	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	0	0
50%	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	0	0
20%	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34	0	0
50%	0	0	0	0	0	0	0	85	85	85	0	0

Tabla 14: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT D (sin gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

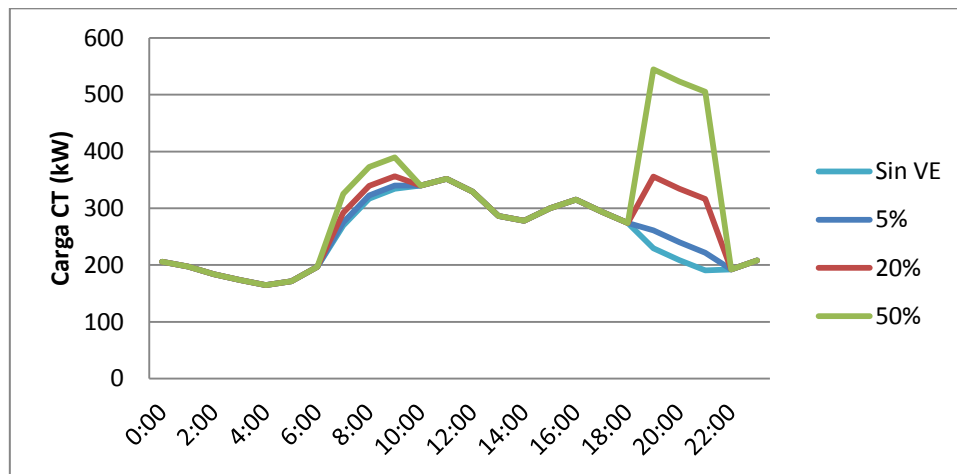


Figura 19: Perfil de carga del CT D (sin gestión de la demanda)

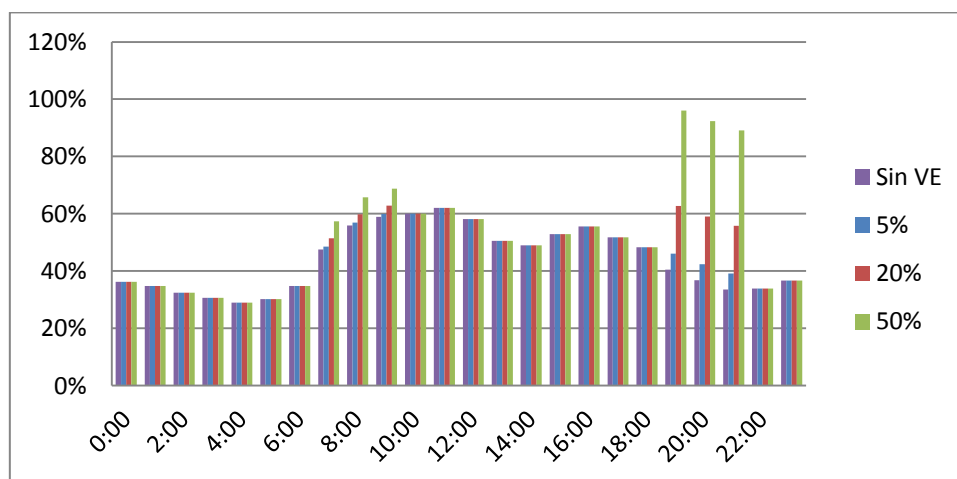


Figura 20: Perfil porcentual de carga del CT D (sin gestión de la demanda)

2.4.3.2.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, no se producen sobrecargas en el transformador. Para el caso más desfavorable, grado de penetración del 50% e intervalo horario comprendido entre las 19:00 y 22:59 horas, la carga del transformador es del 96%.

2.4.3.2.2 Estado de cargas de las líneas

Para las circunstancias reflejadas en el apartado anterior, se producen sobrecargas en la posición 1 del transformador (119%).

2.4.3.2.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 1 (0,976 p.u.), no obstante es superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.4.3.3 Escenarios con gestión de la demanda

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0
20%	9	9	9	9	9	9	9	2	2	2	2	2
50%	21	21	21	21	21	21	21	4	4	4	4	4

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2
20%	2	2	2	2	2	2	2	9	9	9	9	9
50%	4	4	4	4	4	4	4	21	21	21	21	21

Tabla 15: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT D (con gestión de la demanda)

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

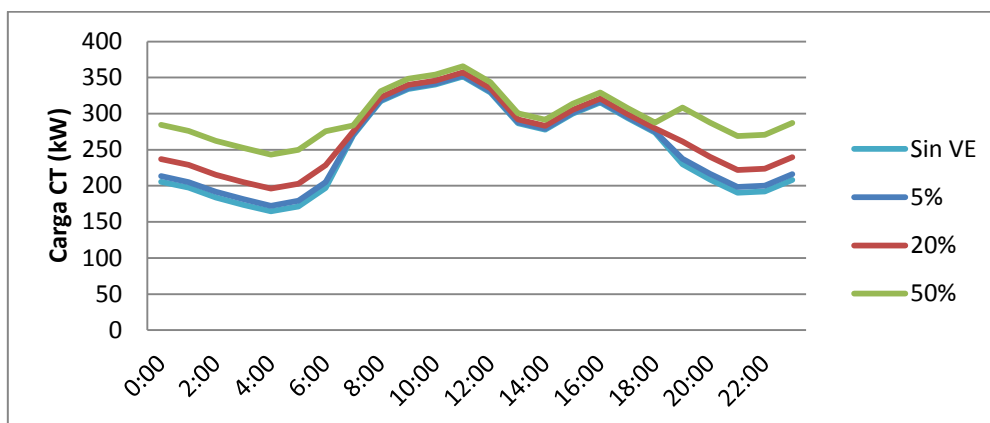


Figura 21: Perfil de carga del CT D (con gestión de la demanda)

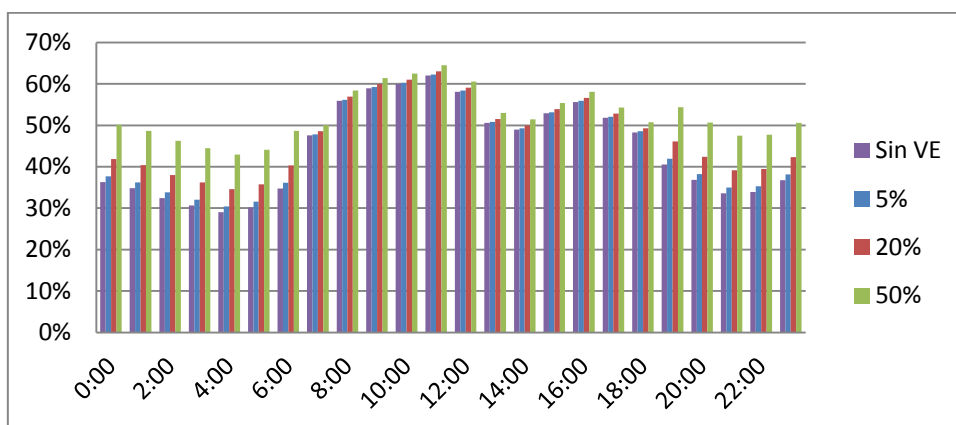


Figura 22: Perfil porcentual de carga del CT D (con gestión de la demanda)

2.4.3.3.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, no se producen sobrecargas en el transformador. Este vector de recarga del VE favorece el aplanado de la curva de demanda del CT. La carga máxima es del 64%

2.4.3.3.2 Estado de cargas de las líneas

No se producen sobrecargas en ningún tramo de la línea. La posición más cargada, es la posición 1 (86%).

2.4.3.3.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en la posición 1 (0,982 p.u.), no obstante es superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.4.4 Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados obtenidos y las acciones que se deberían desarrollar en cada caso:

	Sobrecargas trafo	Sobrecargas líneas	Caída de tensión	Acciones
Hipótesis de partida	ok	ok	ok	Ninguna
Escenarios sin gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	ok	119%	ok	Aumentar capacidad de las líneas
Escenarios con gestión de la demanda				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	ok	ok	ok	Ninguna

Tabla 16: Resultados y acciones a desarrollar en la red de BT asociada al CT D

2.5 TOPOLOGÍA COMERCIAL (TRANSFORMADOR E)

Características:

- Potencia nominal del transformador ($S_{nominal\ CT\ E}$): 630 kVA
- Porcentaje de carga máxima del transformador ($\%carga\ máxima_{CT\ E}$): 77 %
- Factor de potencia de la carga conectada al transformador ($\cos\phi_{CT\ E}$): 0,9
- Perfil horario porcentual de carga residencial ($\%carga\ horaria_{comercial}(h)$):

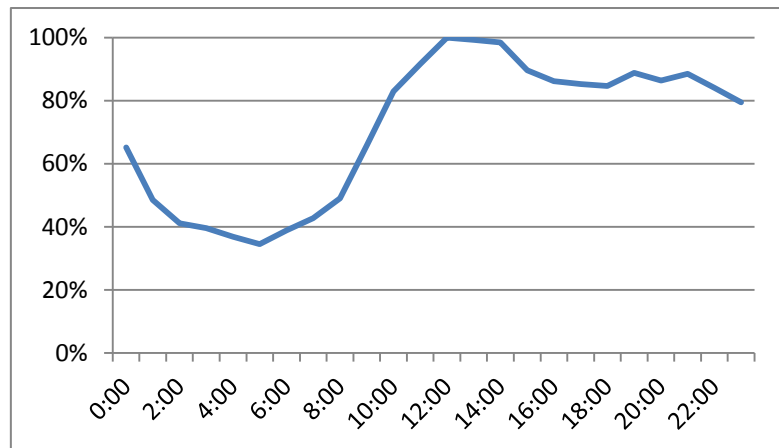


Figura 23: Perfil horario porcentual de carga comercial

2.5.1 Hipótesis de partida (Red inicial, sin VE)

2.5.1.1 Potencia demandada

La potencia demandada por red de baja tensión en cada hora (h) del día se obtiene a partir de las ecuaciones expresadas en 2.1.1.1 más atrás (Ecuación 1, Ecuación 1: Potencia horaria demandada (Potencia aparente)Ecuación 2, Ecuación 3).

2.5.1.2 Perfil de tensiones

Una vez realizado el flujo de cargas en PSS\E, se obtienen los perfiles de tensiones de cada una de las posiciones del CT. Como se puede observar la caída de tensiones es muy pequeña en todas las posiciones. La posición 4 es la que experimenta una mayor caída de tensiones (0,996 p.u.), no obstante está muy por encima de 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

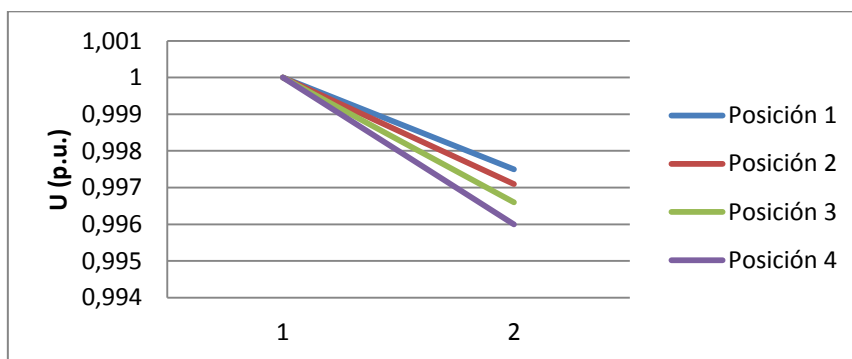


Figura 24: Perfil de tensiones de la red de BT asociada al CT E (Hipótesis de partida)

2.5.1.3 Estado de carga de las líneas

No se producen sobrecargas en las líneas, el tramo con mayor porcentaje de carga se encuentra a un 55%.

2.5.1.4 Estado de carga del transformador

No se producen sobrecargas en el transformador, su porcentaje de carga es, como ya se indicó anteriormente, del 77%.

2.5.2 Número máximo admisible de VE conectados a la red

A continuación se presenta el número máximo de vehículos eléctricos que se ha podido conectar, en cada hora del día, a la red de BT asociada al CT D sin que se produzcan sobrecargas en las líneas, en el transformador y sin que la tensión caiga por debajo de 0,93 p.u. en ningún punto de la red. En este caso la condición más restrictiva es la **sobrecarga en las transformador**.

HORA	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
Nº VE máx. (trafo)	76	96	105	107	110	113	107	103	95	75	55	45

HORA	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Nº VE máx. (trafo)	35	36	37	47	52	53	53	48	51	49	54	59

Tabla 17: Nº máximo admisible de VE conectados a red de BT asociada al CT E

2.5.3 Escenarios de incorporación del vehículo eléctrico

2.5.3.1 Definición del parque, grados de penetración y vectores de carga del VE

El parque de vehículos eléctricos a conectar a la red derivada del CT D consta de **100 vehículos**, este valor se considera el 100% de penetración de los vehículos eléctricos asociados a este CT. Se estudian tres **grados de penetración**:

- Penetración alta: 50% del parque de vehículos.
- Penetración media: 20% del parque de vehículos.
- Penetración baja: 5% del parque de vehículos.

Para todas las simulaciones se considerarán las siguientes hipótesis:

- Potencia demandada por cada vehículo en carga lenta = 3,7 kW.
- Tiempo de recarga = 3 horas
- Coeficiente simultaneidad del vehículo eléctrico = 1

La topología de la red de estudio es **comercial**, por lo que la recarga del VE se realiza en el intervalo horario en que los VE se encuentran aparcados en el parking del centro comercial (10:00 - 21:59 horas). Se estudia el siguiente **vector de carga del VE**:

- 85% de los vehículos recargan de 19:00 a 21:59 horas (ir a comprar después del trabajo).
- 10 % de los vehículos recargan de 13:00 a 15:59 horas (ir a comer).
- 5 % de los vehículos recargan de 16:00 a 18:59 horas (ir a comprar por la tarde).

2.5.3.2 Escenarios

A continuación se presenta una tabla con el número de VE conectados dependiendo del escenario de penetración. Se ha resaltado en rojo los casos en los que el número de VE conectados supera el número de VE máximos admisible.

Penetración\Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Penetración\Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
5%	0	1	1	1	0	0	0	4	4	4	0	0
20%	0	2	2	2	1	1	1	17	17	17	0	0
50%	0	5	5	5	3	3	3	43	43	43	0	0

Tabla 18: Nº de VE conectados a la red de BT asociada al CT E

A continuación se muestra la curva de carga en la situación de partida y en los distintos escenarios de penetración, tanto en valores absolutos como en valores porcentuales.

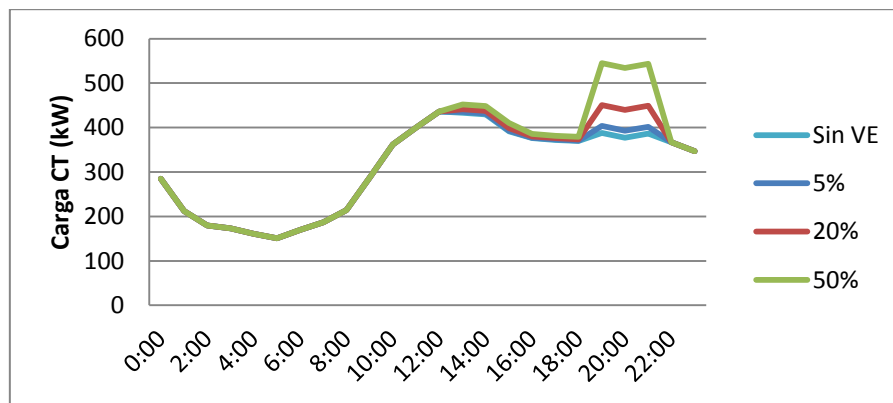


Figura 25: Perfil de carga del CT E

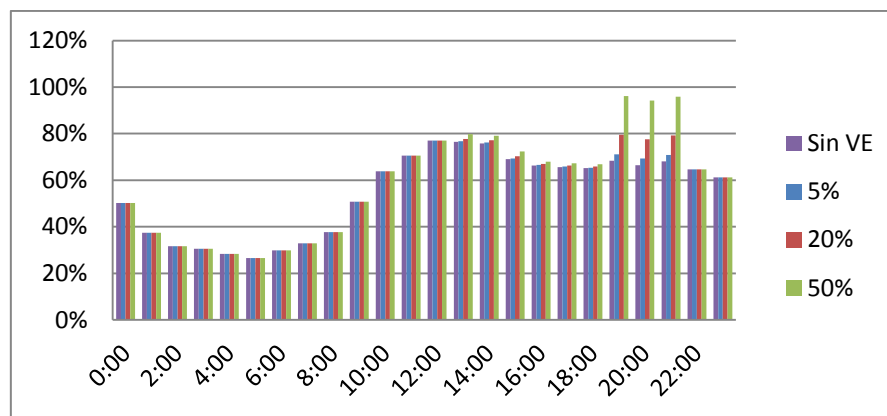


Figura 26: Perfil porcentual de carga del CT E

2.5.3.2.1 Estado de cargas del transformador

Como se observa en la figura anterior, no se producen sobrecargas en el transformador. Para el caso más desfavorable, grado de penetración del 50% e intervalo horario comprendido entre las 19:00 y 22:59 horas, la carga del transformador es del 96%.

2.5.3.2.2 Estado de cargas de las líneas

No se producen sobrecargas en las líneas, el tramo con mayor porcentaje de carga se encuentra a un 66%.

2.5.3.2.3 Perfil de tensiones

La caída de tensión más importante se produce en estas mismas condiciones en la posición 4 (0,995 p.u.), no obstante es superior a 0,93 p.u. por lo que no existen problemas de caídas de tensiones.

2.5.4 Conclusiones y acciones a desarrollar en la línea y en el transformador

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados obtenidos y las acciones que se deberían desarrollar en cada caso:

	Sobrecargas trafo	Sobrecargas líneas	Caída de tensión	Acciones
Hipótesis de partida	ok	ok	ok	Ninguna
Escenarios				
5%	ok	ok	ok	Ninguna
20%	ok	ok	ok	Ninguna
50%	ok	ok	ok	Ninguna

Tabla 19: Resultados y acciones a desarrollar en la red de BT asociada al CT E

3 DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE UNA RED DE MEDIA TENSIÓN QUE INTEGRA LAS REDES DE BAJA TENSIÓN ESTUDIADAS

El objetivo de este análisis es obtener una visión global de cómo interactúan las redes de baja tensión con la de media tensión, así como con el sistema eléctrico. Con este fin se ha procedido a integrar las distintas topologías de baja tensión en una red de media tensión.

La red de media tensión se basará en la red de prueba de 34 nudos de IEEE [2] a la que se han conectado en diferentes nudos, a través de sus respectivos transformadores, las distintas topologías de redes de baja tensión ya estudiadas previamente. Dado que el comportamiento de las topologías de baja tensión ya ha sido estudiado y con el fin de simplificar las simulaciones, se representarán mediante sus transformadores y sus cargas equivalentes. Se incluirá la generación aportada por distintas mini centrales de Régimen Especial conectadas en distintos puntos de la red de media tensión, así como la aportada por paneles solares fotovoltaicos distribuidos en las redes de baja tensión.

De esta forma se obtendrán unos valores de pérdidas en las líneas y carga de los transformadores AT-MT y MT-BT. Se ampliará este estudio a los distintos escenarios de penetración del VE. A continuación se presenta un esquema con los niveles de tensión y potencias de los transformadores involucrados en este sistema AT-MT-BT.

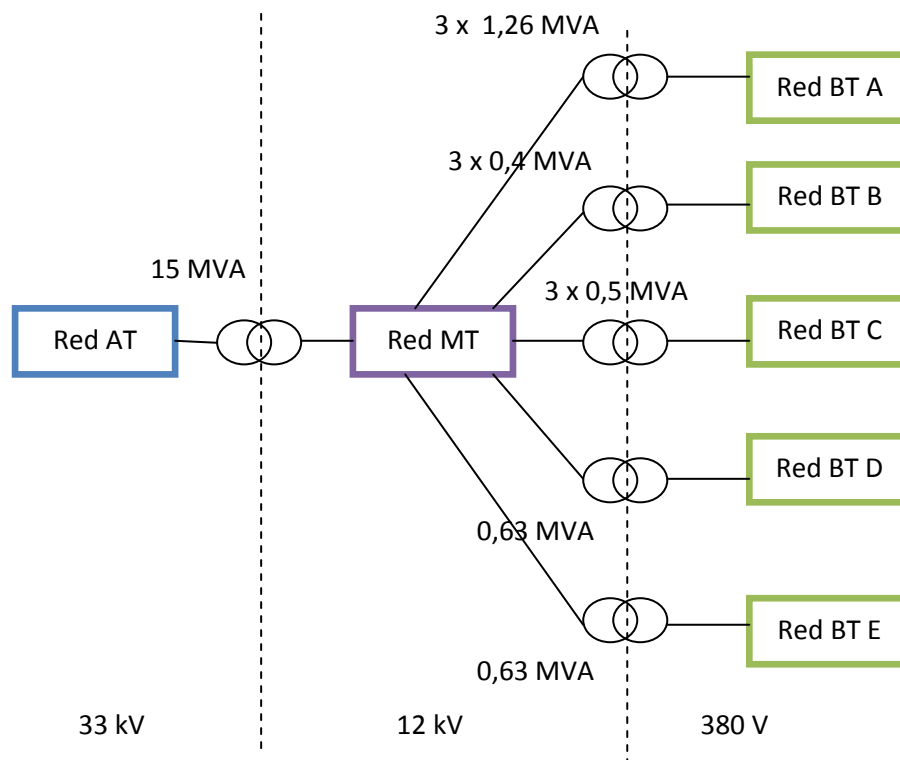


Figura 27: Niveles de tensión y potencia de los transformadores del sistema

3.1 Definición de la red de media tensión

3.1.1 Red de prueba IEEE de 34 nudos

La red de media tensión se basará en la red de prueba de 34 nudos de IEEE, cuya topología se muestra a continuación.

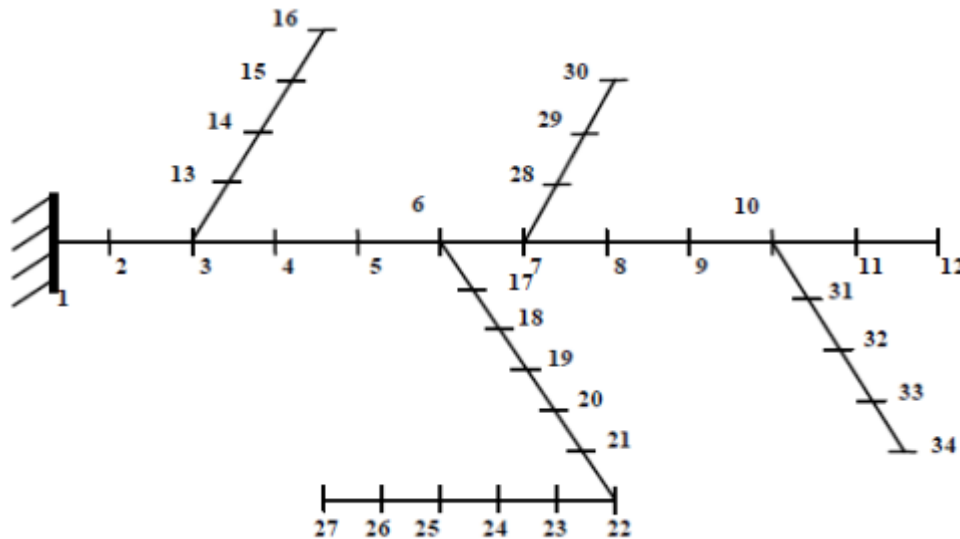


Figura 28: Topología de la red de prueba IEEE de 34 nudos

La carga total conectada a esta red es la siguiente (se considerarán estos valores como la carga máxima demandada en esta red):

Pdem IEEE34(kW)	Qdem IEEE34(kVAr)
4637	2941

Tabla 20: Carga máxima conectada a la red de prueba IEEE de 34 nudos

Los valores de resistencia, reactancia y corriente máxima admisible así como los valores de las cargas que incluye esta red en cada nudo se indican en el Anexo.

3.1.2 Redes de baja tensión conectadas a la red de media tensión

Las redes de baja tensión serán representadas por sus cargas equivalentes. Se conectarán a distintos nudos de la red de media tensión a través de sus respectivos transformadores.

Se ha procedido a multiplicar por tres las redes de baja tensión de topología residencial, con el fin de que la carga de las redes de baja tensión sea equivalente a la carga de la red de prueba de IEEE, pudiéndose observar así mejor el impacto de la conexión de los vehículos eléctricos.

En la siguiente tabla se recogen las distintas redes de baja tensión, su tipo de topología, los nudos de la red de media tensión en que se conectan, así como la carga que suponen para la red de media tensión

Transformador	Topología	Nudo de conexión	Pdem BT (kW)	Qdem BT(kVAr)
CT A-1	residencial	20	935	453
CT A-2	residencial	20	935	453
CT A-3	residencial	20	935	453
CT B-1	residencial	23	234	113
CT B-2	residencial	23	234	113
CT B-3	residencial	23	234	113
CT C-1	residencial	26	125	61
CT C-2	residencial	26	125	61
CT C-3	residencial	26	125	61
CT D	industrial	15	349	169
CT E	comercial	31	437	211
Total			4668	2261

Tabla 21: Cargas máximas de las redes de baja tensión

A continuación se presenta un esquema con los puntos de conexión de las distintas redes de baja tensión, a la red de MT IEEE 34 nudos:

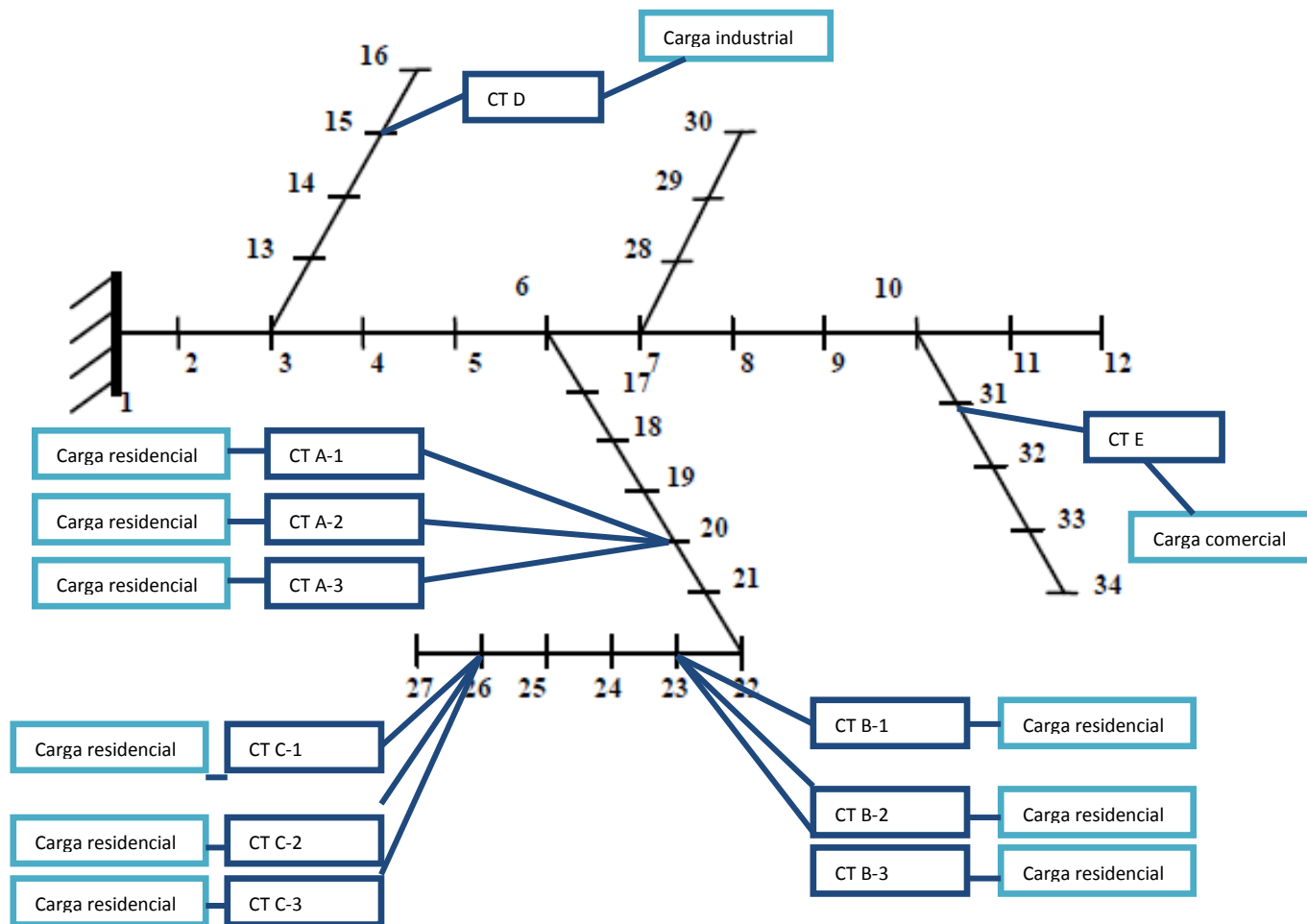


Figura 29: Puntos de conexión de las redes de BT a la red de MT

3.1.3 Carga total conectada a la red de media tensión

La carga total en la red de media tensión se obtiene de la suma de la contribución de la red de prueba de IEEE y la contribución de las redes de baja tensión.

	Pdem (kW)	Qdem (kW)
Red de prueba IEEE 34	4637	2941
Redes de baja tensión	4668	2261
Total	9305	5202

Tabla 22: Cargas máximas de la red de media tensión modelada

3.1.4 Generación de mini-centrales de Régimen Especial

Se conectarán a la red de media tensión las siguientes centrales de Régimen Especial. Para la obtención de los datos se ha acudido al registro de centrales de Régimen Especial del Ministerio de Industria [3], seleccionándose la provincia de Guipúzcoa por su gran número de centrales de este tipo conectadas a la red.

- Dos centrales de biomasa de potencia nominal de 1200 kW
- Una central de biogás de 890 kW
- Una central mini-hidráulica de 4800 kW

La potencia total generada por estas centrales funcionando a carga máxima es la siguiente:

Pgen centrales (kW)	Qgen centrales (kVAr)
8090	3918

Tabla 23: Generación máxima de las mini centrales conectadas a la red de media tensión

Estas centrales tienen capacidad para cubrir en gran medida la potencia demandada por la red de media tensión a la que están conectadas. A continuación se indican los puntos de conexión.

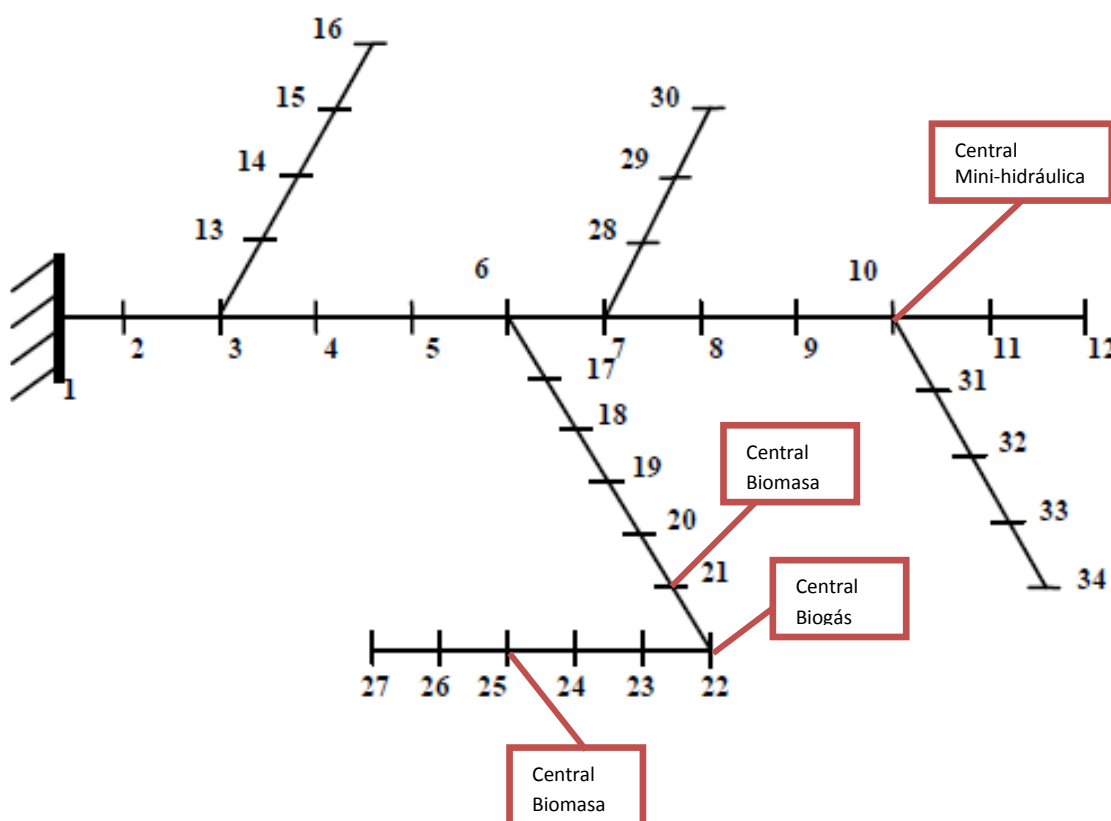


Figura 30: Puntos de conexión de las centrales de Régimen Especial

3.1.5 Generación solar fotovoltaica distribuida

Se introducirá en la red de media tensión la generación aportada por paneles fotovoltaicos distribuidos en los edificios residenciales en altura, las naves industriales y los locales comerciales [4] integrados en las distintas redes de baja tensión conectadas a la red de media tensión.

Para simplificar el estudio se modelarán como un generador en cada red de baja tensión que aporte la potencia generada total en su correspondiente red de baja tensión. A continuación se detalla el cálculo de la potencia total máxima generada por los paneles fotovoltaicos instalados en cada red de baja tensión.

- Edificios residenciales en altura conectados a los centros de transformación CT A-1, CT A -2, CT A -3: 46 edificios x 5 kW/edificio = 230 kW (en cada red de baja tensión)
- Edificios residenciales en altura conectados a los centros de transformación CT C-1, CT C-2, CT C-3: 16 edificios x 5 kW/edificio = 80 kW (en cada red de baja tensión)
- Naves industriales conectadas al centro de transformación CT E: 15 naves x 100 kW/nave = 1500 kW
- Locales comerciales conectados al centro de transformación CT D: 4 locales x 100 kW/local = 400 kW

La potencia total generada por los paneles solares funcionando a carga máxima es la siguiente:

Pgen centrales (kW)	Qgen centrales (kVAr)
2830	939

Tabla 24: Generación máxima de los paneles solares distribuidos en las redes de baja tensión

A continuación se indican los puntos de conexión en la red de media tensión.

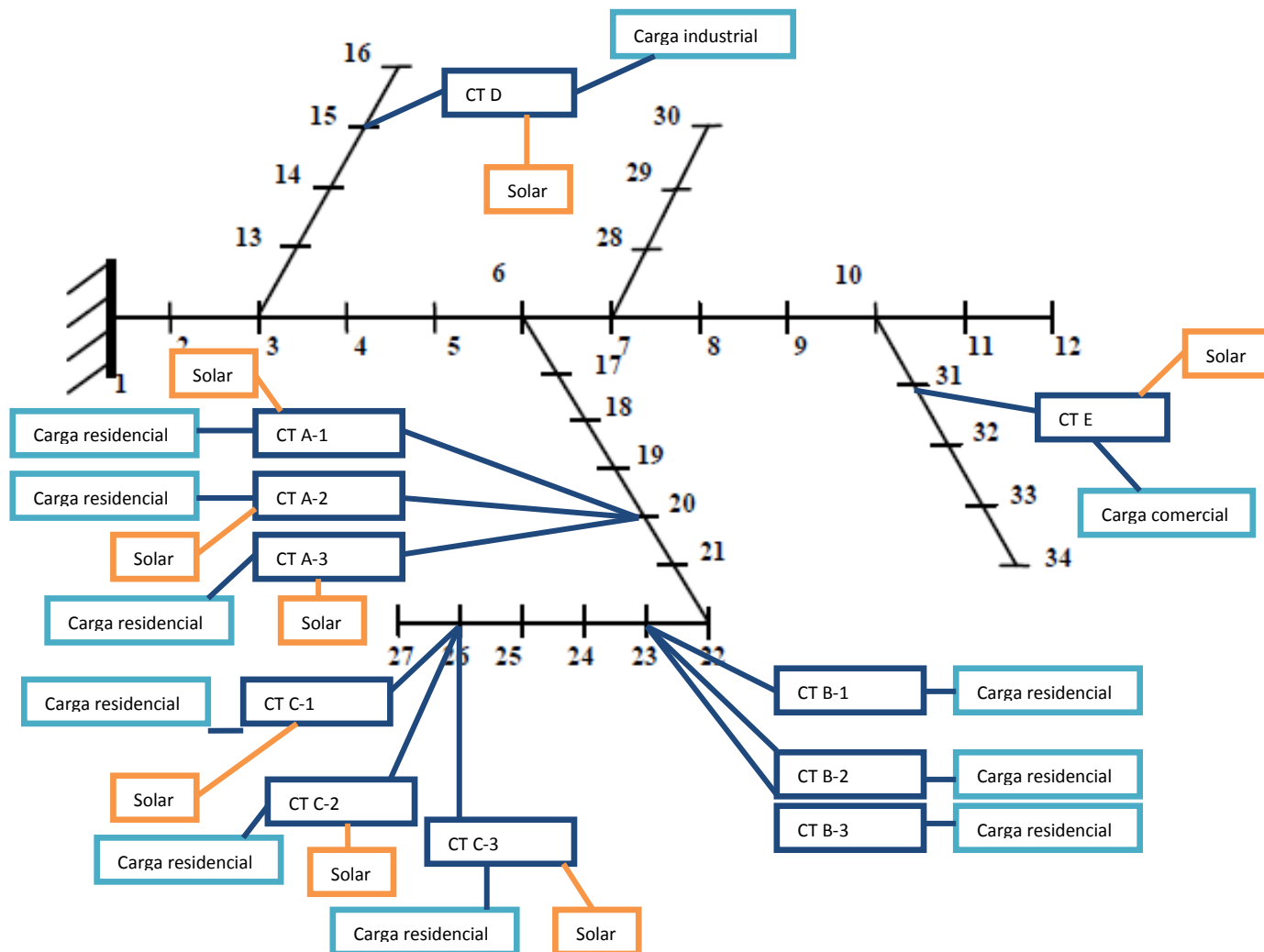


Figura 31: Puntos de conexión de los generadores equivalentes a los paneles fotovoltaicos

3.1.6 Generación total conectada a la red de media tensión

La potencia generada total máxima será la suma de las potencias generadas por a las mini centrales y la generada por los paneles solares distribuidos en las distintas redes e baja tensión.

	Pdem (kW)	Qdem (kW)
Mini centrales Reg. Especial	8090	3918
Solar distribuida	2830	939
Total	10920	4857

Tabla 25: Capacidad de generación máximas instalada en la red de media tensión modelada

3.1.7 Resumen de la potencia máxima demandada y generada en la red de media tensión

DEMANDA	Sdem (kVA)	Factor de potencia
Red de prueba IEEE 34	5491	0,84
Redes de baja tensión	5187	0,9
Total	10660	0,87

GENERACIÓN	Sgen (kVA)	Factor de potencia
Mini centrales Reg. Especial	8989	0,9
Solar distribuida	2982	0,95
Total	11951	0,91

Tabla 26: Resumen de las potencias máximas demandadas y generadas en la red de media tensión

A continuación se indican los puntos de conexión de todas las cargas y generadores conectados a la red de media tensión:

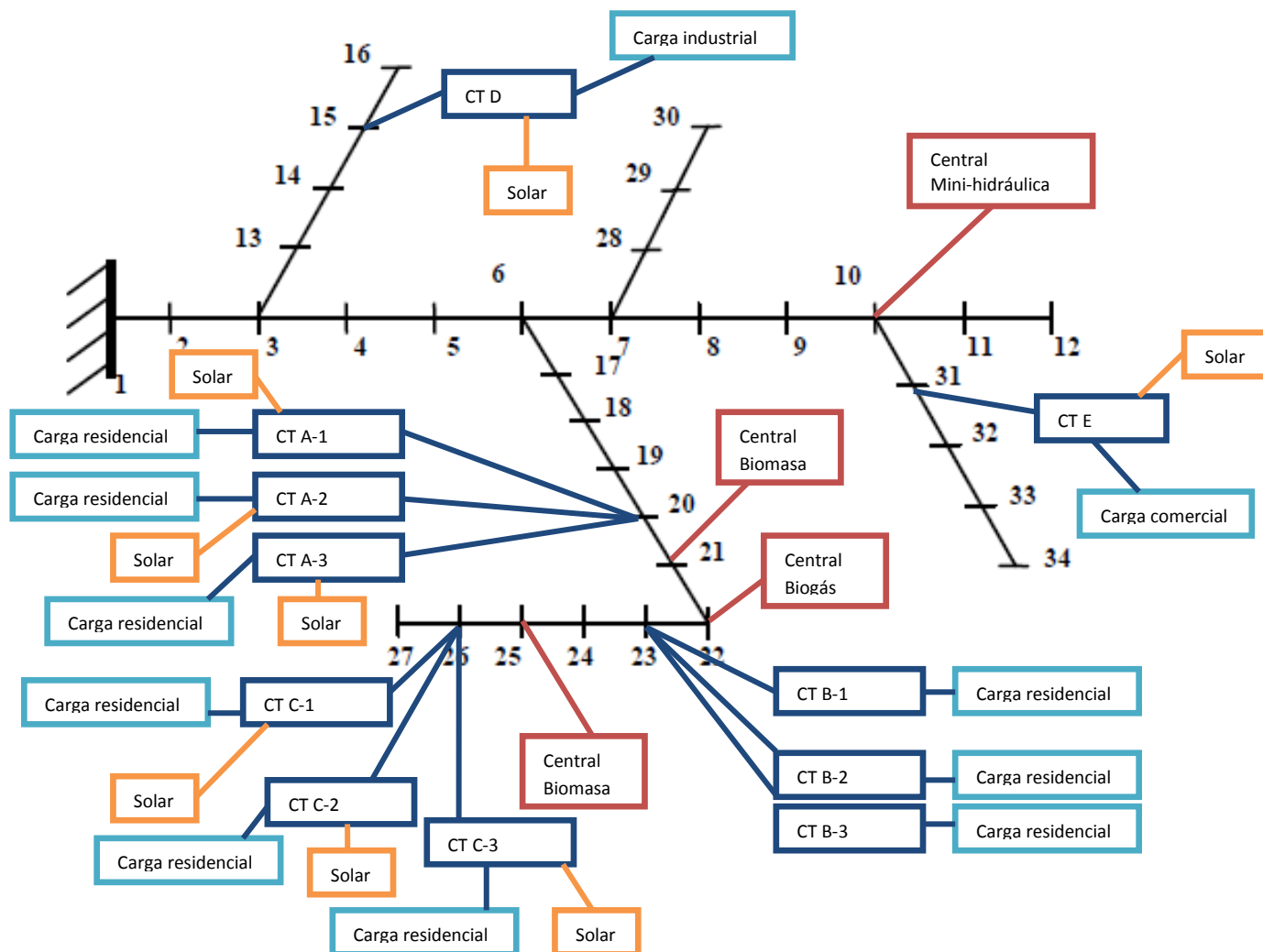


Figura 32: Puntos de conexión de todas las cargas y generadores a la red de media tensión

3.2 Curvas horarias de demanda y generación

El objetivo principal del estudio consiste en optimizar la recarga de los vehículos eléctricos, para ello se tratará de aplanar la curva de demanda de la red de media tensión, y de esta forma lograr un intercambio de potencia lo más uniforme posible con la red de alta tensión. Para esto es preciso conocer el balance entre potencia demandada y potencia generada en la red de media tensión a cada hora del día. La potencia demandada y la potencia generada en una red eléctrica no son valores constantes, sino que varían en función de distintos factores, entre los que destacan los siguientes:

- la hora del día
- el carácter laborable o festivo del día
- la estación

Con el fin de abarcar todos los estados posibles de demanda y generación que experimenta la red de media tensión, se han definido cuatro días tipo (invierno-laborable, invierno-festivo, verano-laborable y verano-festivo), cada uno con sus perfiles particulares de generación y demanda.

En este apartado se definen los coeficientes por los que se multiplicarán los valores máximos de potencia demandada y generada, ya expuestos, para ajustarlos a la hora del día del día tipo correspondiente.

3.2.1 Demanda de la red de prueba de IEEE

Dado que no se tienen datos de los perfiles de demanda de la red de media tensión de IEEE de 34 nudos, se ha supuesto que los perfiles de demanda a nivel nacional [5] son extrapolables a esta red de media tensión.

Se ha obtenido los perfiles horarios porcentuales de carga de los cuatro días tipo indicados anteriormente. Estos perfiles se diferencian en las horas del día en que se producen los máximos (picos) y mínimos (valles) de demanda, así como en el valor de estos máximos y mínimos. A continuación se presentan los perfiles horarios porcentuales de los días tipo:

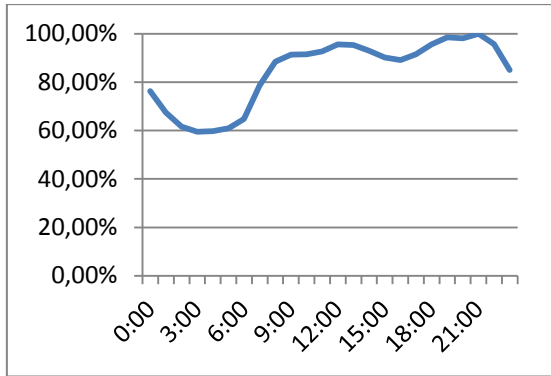


Figura 33: Perfil de carga día tipo laborable-invierno (Jueves 01/02/12)

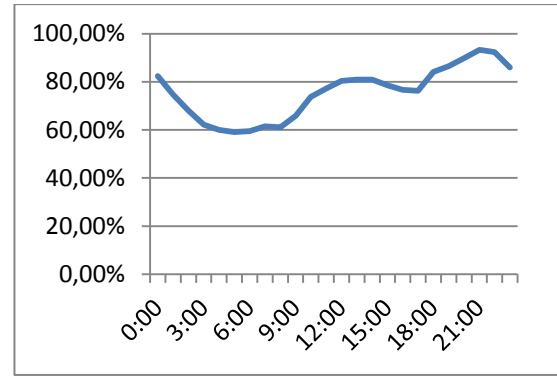


Figura 34: Perfil de carga día tipo festivo-invierno (Domingo 05/02/12)

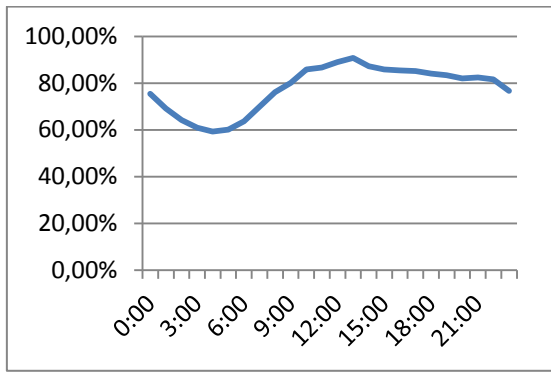


Figura 35: Perfil de carga día tipo laborable-verano (Jueves 26/07/12)

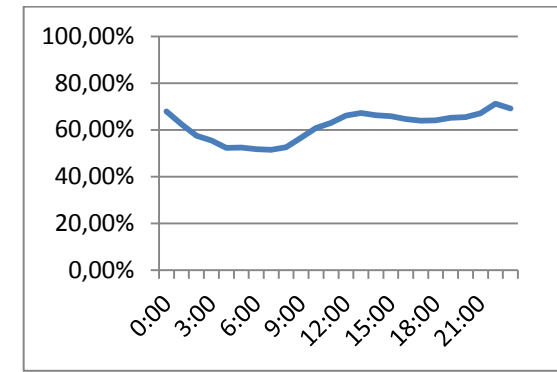


Figura 36: Perfil de carga día tipo festivo-verano (Domingo 29/07/12)

Se ha considerado como el 100% al valor máximo de potencia demandada de las cuatro curvas. Se ha dividido por este valor máximo al resto de valores obteniéndose así los distintos perfiles en valores porcentuales.

$$\%Pdem(h, \text{día tipo}) = \frac{Pdem(h, \text{día tipo})}{Pdem \text{ máx}} \cdot 100$$

Ecuación 4: Obtención del perfil porcentual de potencia demandada para cada día tipo

Multiplicándose la potencia máxima demandada en la red de IEEE por los perfiles porcentuales anteriores, se obtienen los perfiles de carga correspondientes a la red de IEEE para los cuatro días tipo.

$$Pdem \text{ IEEE34}(h, \text{día tipo}) = \frac{\%Pdem(h, \text{día tipo})}{100} \cdot Pdem \text{ máx IEEE34}$$

Ecuación 5: Obtención del perfil de carga de la red IEEE34 para cada día tipo

3.2.2 Demanda de las redes de baja tensión

En el estudio aparecen tres tipos de topologías de redes de baja tensión: residencial, industrial y comercial. Los perfiles horarios porcentuales de potencia demandada por cada tipo de topología se definieron en 2.1 (Figura 1), 2.4 (Figura 17) y 2.5 (Figura 23).

Estos perfiles horarios porcentuales de potencia demandada por las distintas topologías de redes de baja tensión corresponden al día tipo invierno-laborable. Para representar los cuatro días tipo indicados anteriormente se ha obtenido un coeficiente para cada día tipo, que representa la relación entre la potencia máxima demandada el día tipo invierno-laborable y el resto de días tipo, según la siguiente ecuación:

$$coef\% (día\ tipo) = \frac{P_{máx\ dem}(día\ tipo)}{P_{máx\ dem}(Invierno - Laborable)} \cdot 100$$

Ecuación 6: Obtención del coeficiente de carga para cada día tipo

Los coeficientes obtenidos para cada día tipo son los siguientes:

invierno-laborable	invierno-festivo	verano-laborable	verano-festivo
100,00%	93,26%	90,72%	71,23%

Tabla 27: Coeficientes de ajuste de carga de las redes de BT para cada día tipo

Multiplicándose la potencia máxima demandada en las distintas redes de baja tensión por los coeficientes anteriores y por los perfiles porcentuales de las topologías respectivas, se obtienen los perfiles de carga correspondientes a las distintas redes de baja para los cuatro días tipo.

$$P_{demBT}(h, día\ tipo) = \frac{coef\% (día\ tipo)}{100} \cdot \frac{\%P_{demBT}(h, topología)}{100} \cdot P_{máx\ dem\ BT}$$

Ecuación 7: Obtención del perfil de carga de las distintas topologías de BT para cada día tipo

3.2.3 Demanda total

Se ha representado la contribución de la potencia demandada por la red IEEE de 34 y por las redes de BT a la potencia demandada total.

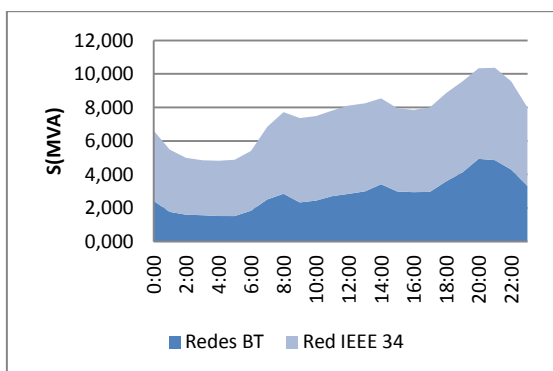


Figura 37: Potencia total demandada (Laborable-Invierno)

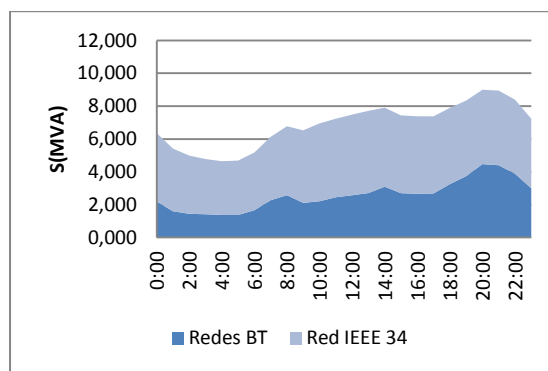


Figura 39: Potencia total demandada (Laborable-Verano)

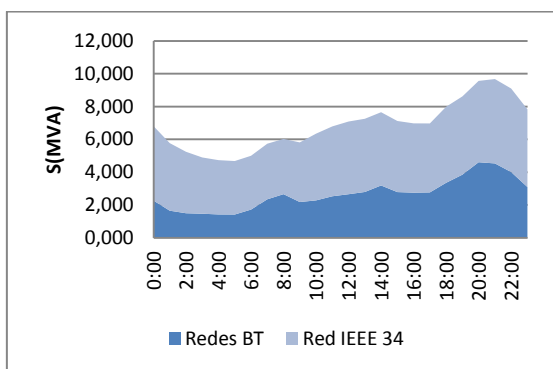


Figura 38: Potencia total demandada (Festivo-Invierno)

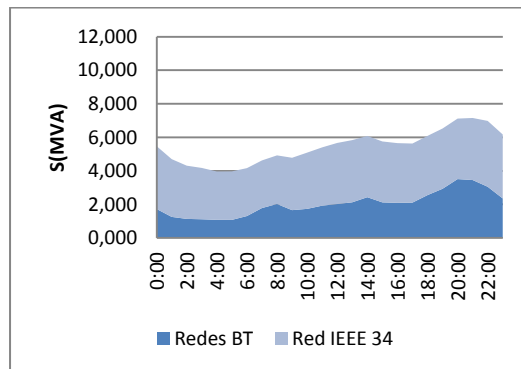


Figura 40: Potencia total demandada (Festivo-Verano)

A continuación se presenta una comparativa de la demanda total en los distintos días tipo.

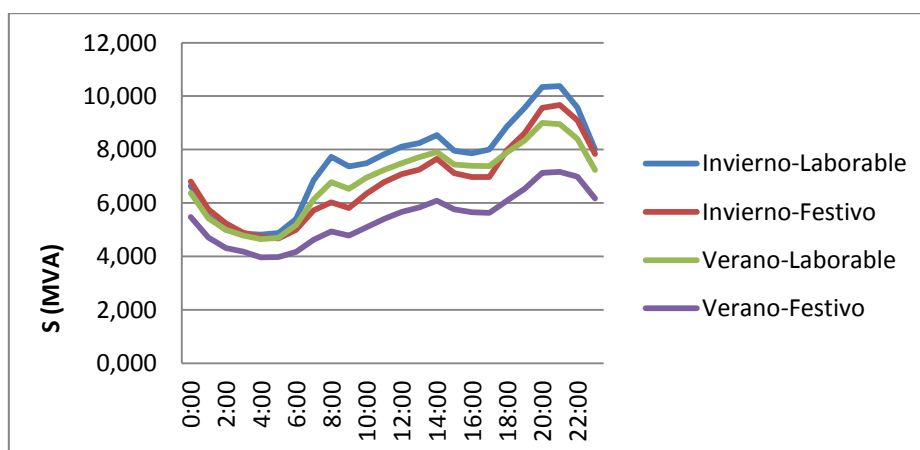


Figura 41: Comparativa potencia total demandada

Como se puede observar en la figura anterior, los mayores niveles de carga se producen el día tipo **invierno-laborable**. En la memoria se desarrolla el estudio de este día tipo por ser el caso más desfavorable.

3.2.4 Generación de las mini centrales de Régimen Especial

El objetivo de la conexión de las mini centrales a la red de media tensión es cubrir la mayor parte de la potencia demandada por esta red. De esta forma se reduce la potencia demandada a la red de alta tensión, y así en gran medida las pérdidas derivadas del transporte de la electricidad. A esto se suma el carácter renovable de estas centrales, que contribuye a un consumo de energía más respetuoso con el medio ambiente.

Este tipo de centrales pueden ponerse en funcionamiento y apagarse con relativa facilidad, por lo que su potencia generada será una de las variables con la que podremos regular el sistema.

Para el estudio inicial de la red de media tensión se considera la generación de estas centrales constante, con el fin de apreciar mejor el balance existente entre demanda y generación. Se considera que trabajan inicialmente al 50% de su capacidad nominal, para que, a todas las horas del día, la red de media tensión importe potencia de la de alta tensión, observándose mejor el balance existente entre ellas. En Capítulo 4 se calculará el perfil de cargas que permite que el este balance sea cero. A continuación se presenta una figura con la contribución de cada mini central a la potencia total generada:

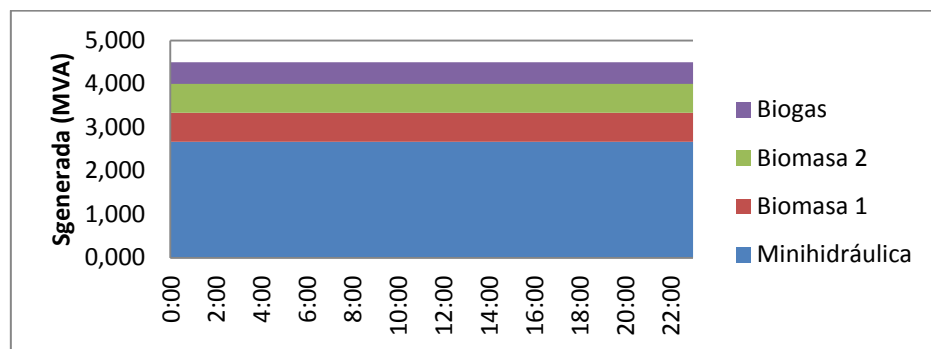


Figura 42: Potencia generada por las mini centrales (centrales funcionando al 50% de su capacidad)

Para los estudios posteriores de la red de media tensión se determinará el porcentaje de carga al que tienen que trabajar las mini centrales a cada hora del día para que el balance con la red de alta tensión sea 0 durante el máximo de horas al día.

Multiplicándose la capacidad máxima de generación de las distintas mini centrales (3.1.4 más atrás) por los perfiles porcentuales correspondientes, se obtienen los perfiles de generación de las mini centrales:

$$P_{gen\ MiniCentral}(h) = \frac{\%P_{gen\ MiniCentral}(h)}{100} \cdot P_{m\acute{a}x\ MiniCentral}$$

Ecuación 8: Obtención del perfil de generación de las mini centrales de Régimen especial

3.2.5 Generación solar fotovoltaica distribuida

Se ha obtenido los perfiles horarios de radiación solar de un día de verano y de un día de invierno [6], de acuerdo con los días tipo que definimos anteriormente (3.2.1).

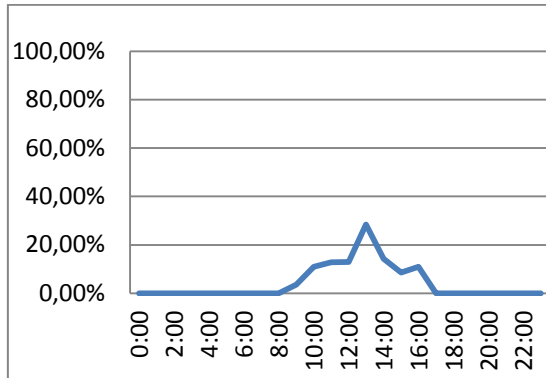


Figura 43: Perfil de generación solar para un día de invierno típico

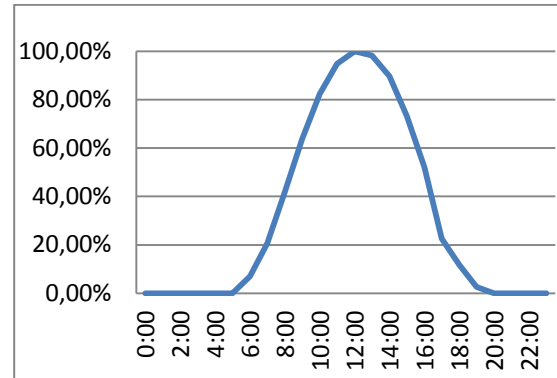


Figura 44: Perfil de generación solar para un día de verano típico

Se ha considerado como el 100% al valor máximo de radiación solar de las dos curvas. Se ha dividido por este valor máximo al resto de valores obteniéndose así los dos perfiles en valores porcentuales.

$$\%R.Solar(h, día tipo) = \frac{R.Solar(h, día tipo)}{R.Solar\ máx} \cdot 100$$

Ecuación 9: Obtención del perfil porcentual de radiación solar para cada día tipo

Multiplicándose la capacidad máxima de generación de los paneles fotovoltaicos distribuidos en cada red de baja tensión (3.1.5 más atrás) por los perfiles porcentuales correspondientes, se obtienen los perfiles de generación de los paneles fotovoltaicos:

$$P_{gen\ Solar}(h, día tipo) = \frac{\%R.Solar(h, día tipo)}{100} \cdot P_{máx\ Solar}$$

Ecuación 10: Obtención del perfil de generación de las mini centrales de Régimen especial)

3.2.6 Generación total

Se ha representado la contribución de la potencias generadas por los paneles fotovoltaicos distribuidos y por las mini centrales de Régimen Especial en un día de invierno y en un día de verano.

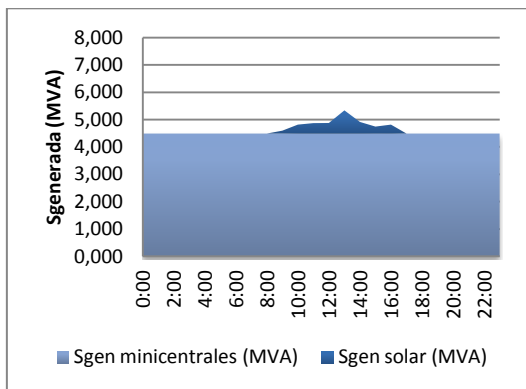


Figura 45: Potencia total generada (Invierno)

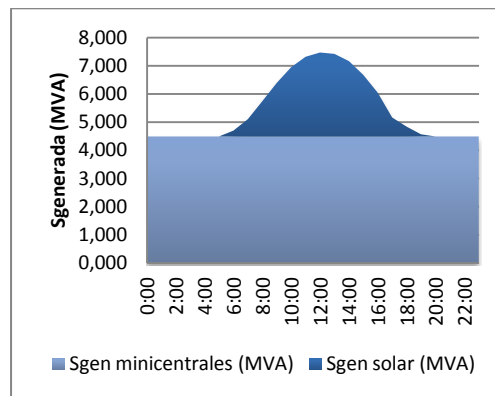


Figura 46: Potencia total generada (Verano)

A continuación se presenta una comparativa de la demanda total en los distintos días tipo:

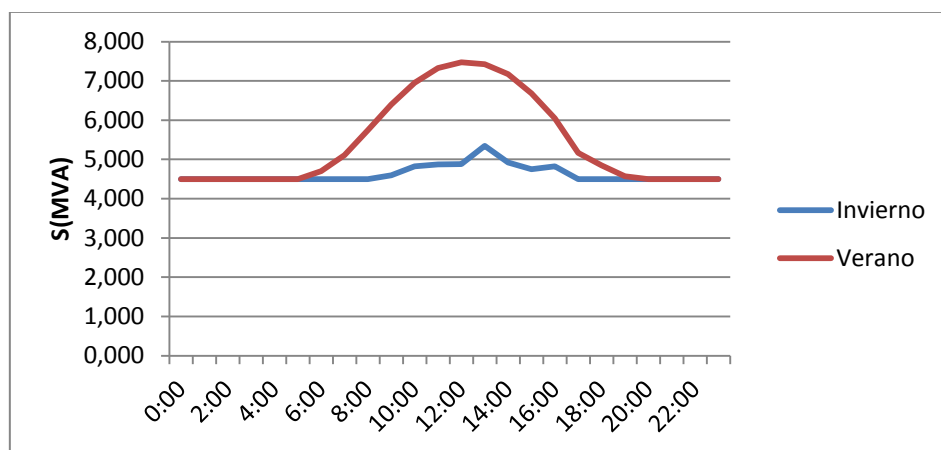


Figura 47: Comparativa potencia total generada

3.3 Estado de la red de media tensión sin generación y sin vehículos eléctricos (Hipótesis de partida)

En esta hipótesis se trata de reflejar la situación inicial de la red de media tensión, así como el balance energético entre esta y la red de alta tensión. Se considerará que inicialmente no existen unidades de generación ni en la red de media tensión ni en las redes de baja tensión conectadas a esta. Toda la potencia procede, por tanto, de la red de alta tensión.

3.3.1 Potencia demandada

La potencia demandada será la correspondiente al día tipo invierno-laborable (Figura 37).

3.3.2 Potencia generada

En este caso no hay unidades de generación ni en la red de media tensión ni en las de baja tensión.

3.3.3 Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión

La siguiente figura representa el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo) a la red de alta tensión.

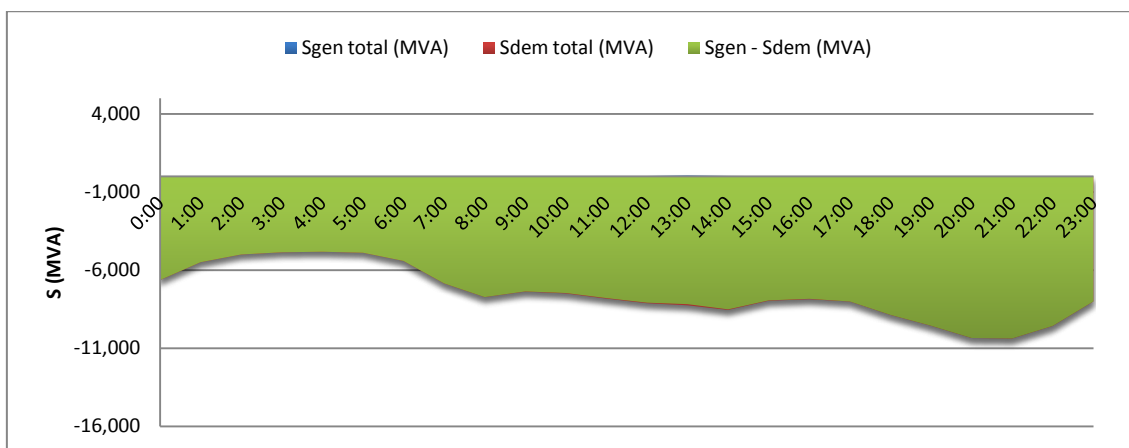


Figura 48: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida)

La curva de potencia generada (azul) en este caso es cero, y la potencia demandada (rojo) coincide con la potencia importada de la red de alta tensión (verde).

3.3.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (Figura 37). En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora:

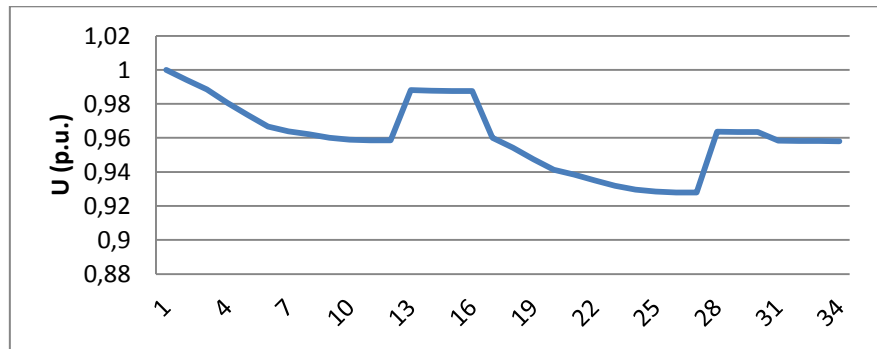


Figura 49: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (Hipótesis de partida)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27 (0,928 p.u.), siendo superior a 0,93 [1].

3.3.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de media tensión .

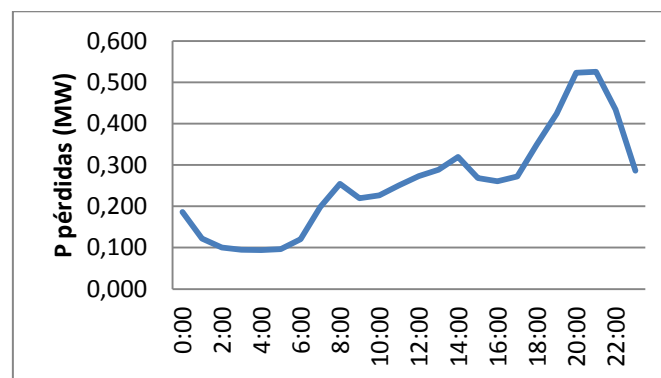


Figura 50: Perfil de pérdidas en la red de MT (Hipótesis de partida)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son: **6190 kW**.

3.3.6 Estado de carga de los transformadores

El porcentaje de carga de los transformadores de MT-BT para cada hora del día coincide con el calculado en el estudio de las distintas redes de baja tensión (2.1.1.4, 2.2.1.4, 2.3.1.4, 2.4.1.4, 2.5.1.4 más atrás). De este modo el transformador con mayor porcentaje de carga es el CT A a la 21:00 horas (81,98%).

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día:

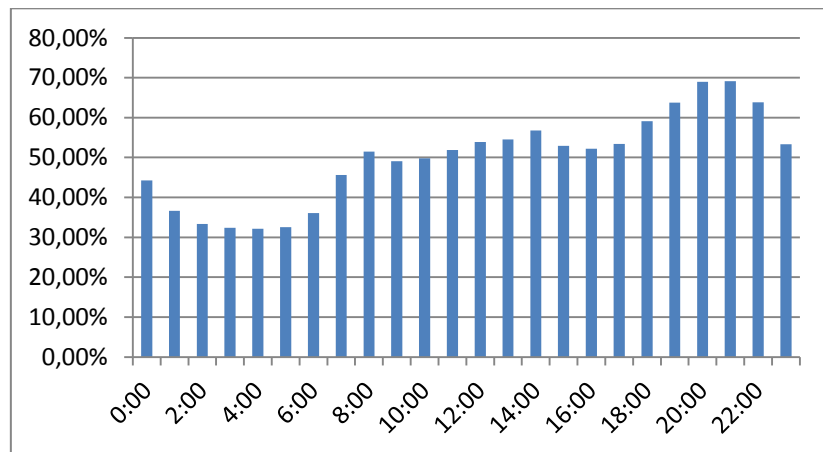


Figura 51: Estado de cargas del transformador AT-MT (Hipótesis de partida)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas (69,16%).

3.4 Estado de la red de media tensión con generación y sin vehículos eléctricos (Hipótesis de partida + Generación)

En este caso se considera además la potencia generada por los paneles fotovoltaicos distribuidos en las redes de baja tensión y las mini centrales de Régimen Especial conectadas a la red de media tensión.

3.4.1 Potencia demandada

La potencia demandada será la correspondiente al día tipo invierno-laborable (Figura 37).

3.4.2 Potencia generada

La potencia generada, siendo coherentes con la potencia demandada, será la correspondiente a un día de invierno. La potencia generada por las mini centrales corresponde al 50% de su capacidad (Figura 45).

3.4.3 Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión

La siguiente figura representa el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

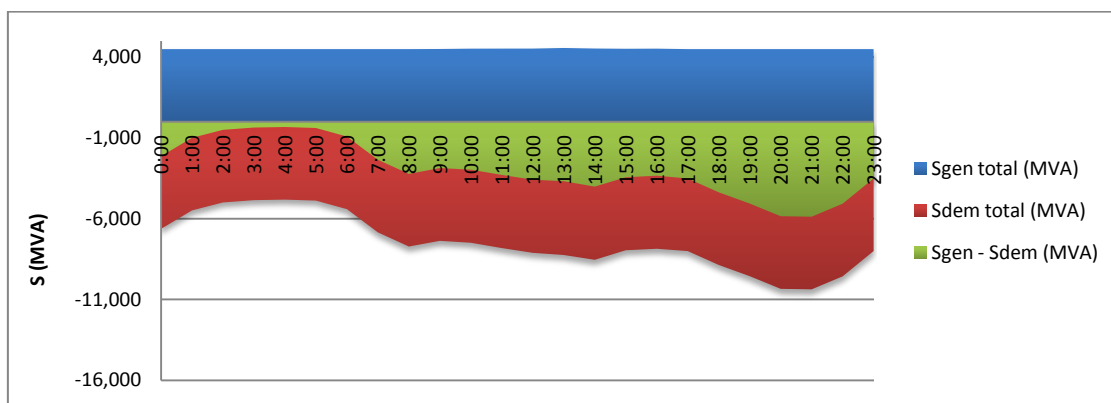


Figura 52: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación)

Como se observa en la figura anterior la red de media tensión importa potencia de la red de alta tensión, pero en menor medida que en la Hipótesis de partida (Figura 48).

3.4.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (Figura 37). En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora:

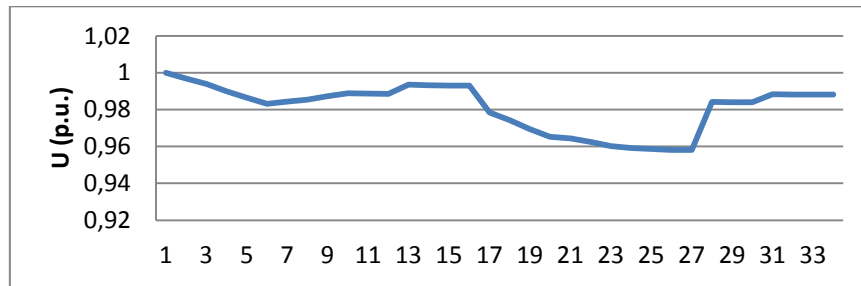


Figura 53: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (Hipótesis de partida + Generación)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27 (0,958 p.u.). Como se puede observar la tensión es significativamente superior que en la hipótesis de partida, esto es debido al menor recorrido de la electricidad entre la generación y la demanda en la red de media tensión.

3.4.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día.

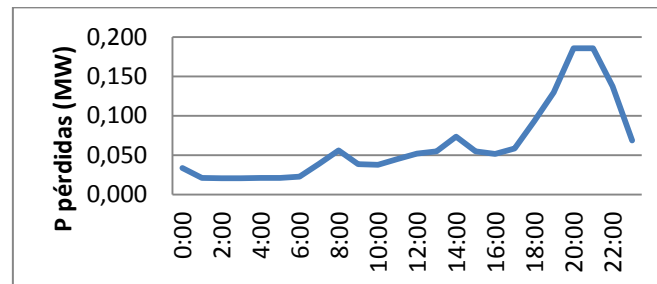


Figura 54: Perfil de pérdidas en la red de MT (Hipótesis de partida + Generación)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son: **1520 kW**.

Como se puede observar las pérdidas son significativamente inferiores a las de la hipótesis de partida, esto es debido, al igual que en la caída de tensiones, al menor recorrido de la electricidad entre la generación y la demanda en la red de MT.

3.4.6 Estado de carga de los transformadores

El porcentaje de carga de los transformadores de MT-BT para cada hora del día coincide con el calculado en el estudio de las distintas redes de baja tensión (2.1.1.4, 2.2.1.4, 2.3.1.4, 2.4.1.4, 2.5.1.4 más atrás). De este modo el transformador con mayor porcentaje de carga es el CT A a las 21:00 horas (81,98%). Estos valores coinciden con la Hipótesis de partida, debido a que la potencia generada por los paneles solares, que se encuentran distribuidos en las redes de BT, es muy pequeña comparada con la potencia demandada en estas redes.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día.

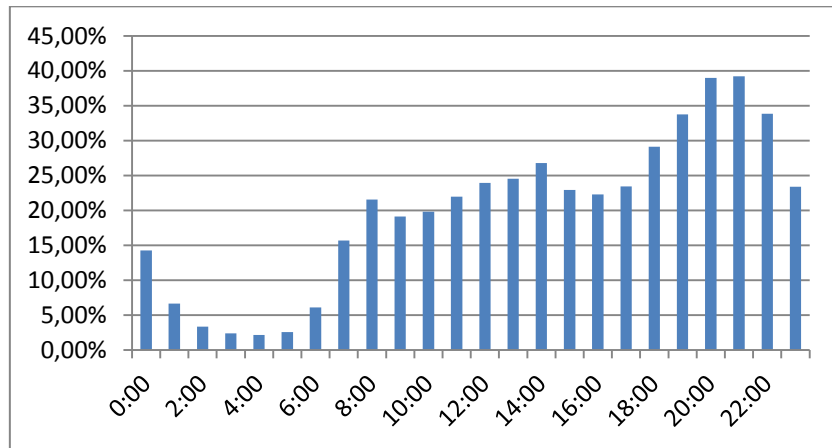


Figura 55: Estado de cargas del transformador AT-MT (Hipótesis de partida + Generación)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas (39,19%). Como se puede observar en este transformador sí que disminuyen notablemente sus porcentajes de carga. Esto es debido a que el flujo de potencia de la red de AT a la de MT disminuye, gracias a la aportación de las mini centrales.

3.5 Estado de la red de media tensión con generación y con vehículos eléctricos sin gestión de la demanda (Hipótesis de partida + Generación +VE sin gestión de la demanda)

En este caso se considera, además, la potencia demandada por los vehículos eléctricos conectados en las distintas redes de BT. Esta potencia demandada varía dependiendo del escenario de penetración considerado (5%, 20% y 50%). En este caso se consideran los vectores de recarga de los VE que no tienen en cuenta medidas de gestión de la demanda (2.1.3.1, 2.2.3.1, 2.3.3.1, 2.4.3.1, 2.5.3.1 más atrás).

3.5.1 Potencia demandada

A continuación se presenta la potencia demandada total dependiendo del escenario de penetración del vehículo eléctrico.

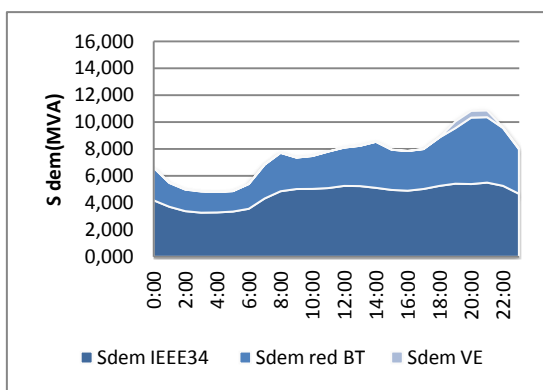


Figura 56: Potencia total demandada con 5% VE (sin gestión de la demanda)

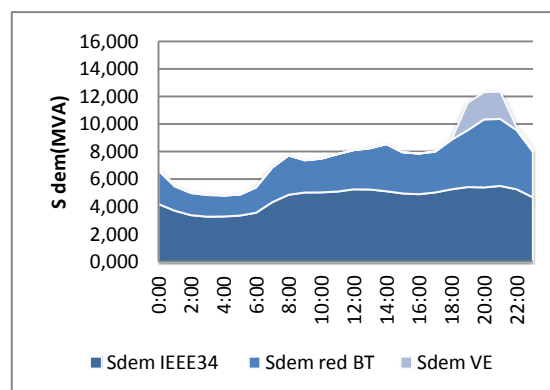


Figura 57: Potencia total demandada con 20% VE (sin gestión de la demanda)

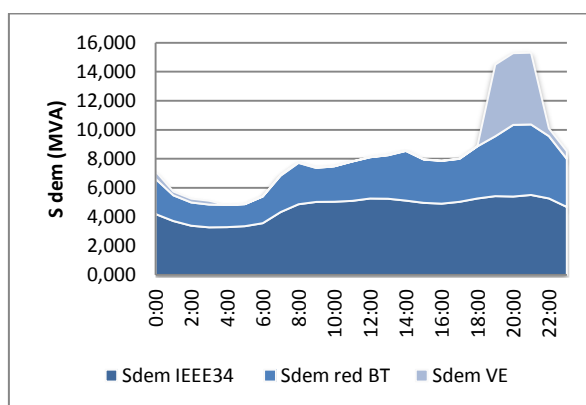


Figura 58: Potencia total demandada con 50% VE (sin gestión de la demanda)

Se ha representado la contribución de la potencia demandada por la red IEEE de 34 nudos, por las redes de BT (día tipo invierno-laborable) y por los VE a la potencia demandada total.

3.5.2 Potencia generada

La potencia generada, siendo coherentes con la potencia demandada, será la correspondiente a un día de invierno. La potencia generada por las mini centrales corresponde al 50% de su capacidad (Figura 45).

3.5.3 Balance de potencia Red Alta Tensión-Red Media Tensión

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

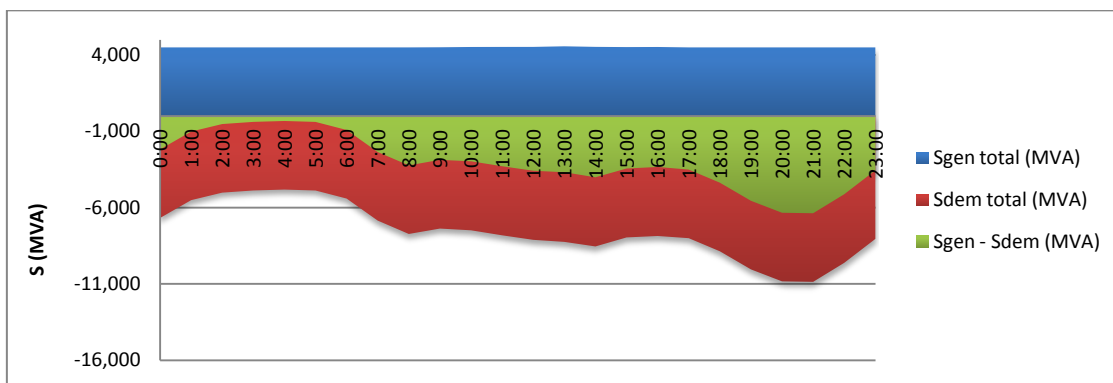


Figura 59: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 5% VE sin GD)

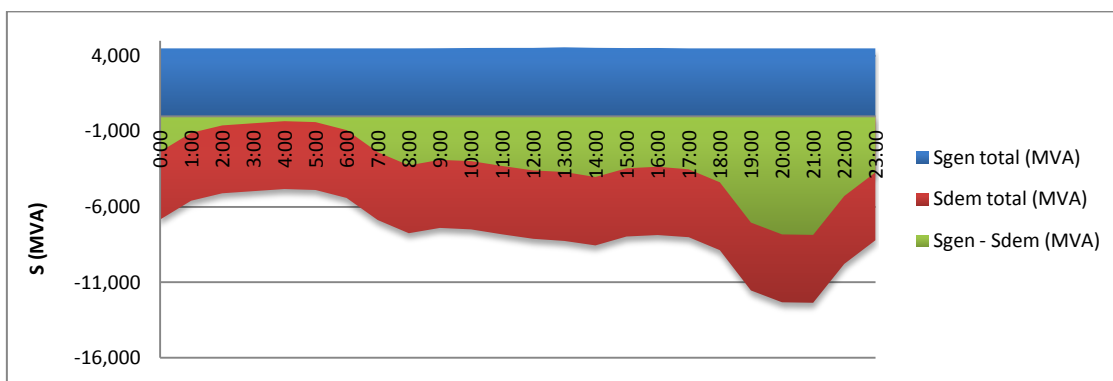


Figura 60: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 20% VE sin GD)

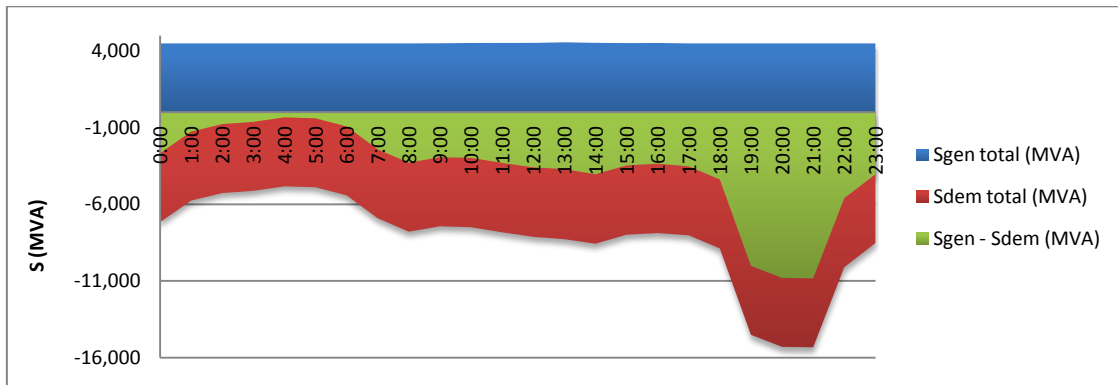


Figura 61: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 50% VE sin GD)

Como se observa en las figuras anteriores la red de MT importa potencia de la red de AT, produciéndose picos entre las 19:00 y las 21:59 horas.

3.5.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (Figura 56, Figura 57, Figura 58). En la siguiente figura se presenta los perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora en función del escenario de penetración:

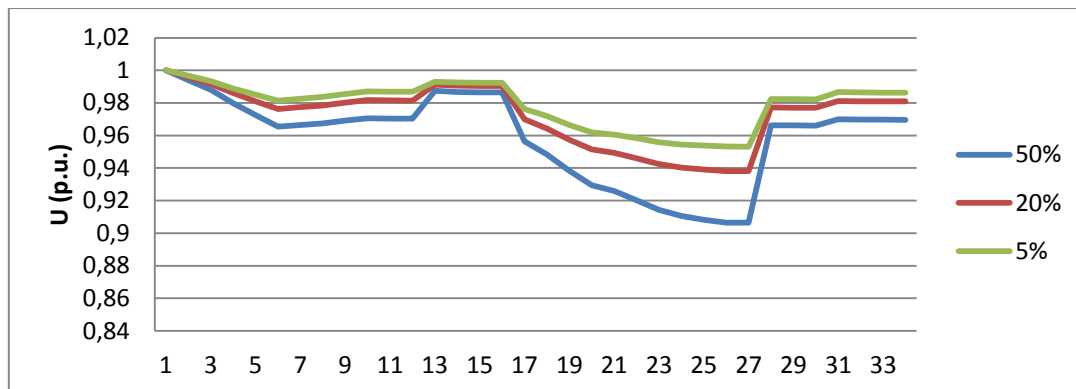


Figura 62: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (Hipótesis de partida + Generación + VE sin GD)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,953 p.u.
- Penetración 20%: 0,930 p.u.
- Penetración 50%: 0,906 p.u. (Es menor que 0,93, por lo que se encuentra fuera del rango admisible ¡Error! Marcador no definido.)

3.5.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

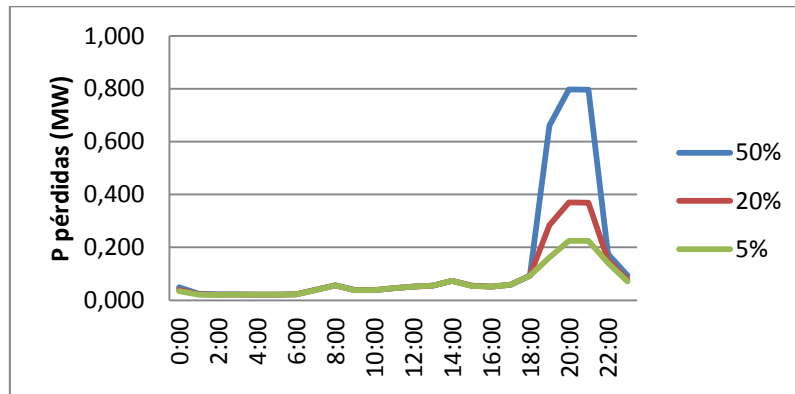


Figura 63: Perfil de pérdidas en la red de MT (Hipótesis de partida + Generación + VE sin GD)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1688 kW**
- Penetración 20%: **2275 kW**
- Penetración 50%: **3864 kW**

3.5.6 Estado de carga de los transformadores

El porcentaje de carga de los transformadores de MT-BT para cada hora del día coincide con el calculado en el estudio de las distintas redes de baja tensión, para los distintos escenarios de penetración del VE con vectores de conexión sin gestión de la demanda (2.1.3.2.1, 2.2.3.2.1, 2.3.3.2.1, 2.4.3.2.1, 2.5.3.2.1).

De este modo el transformador con mayor porcentaje de carga es el CT A a las 21:00 horas:

- 86,97% para un 5% de penetración del VE
- 101,95% para un 20% de penetración del VE
- 131,90% para un 50% de penetración del VE

Estos valores coinciden con el calculado en el estudio de las redes de BT, debido a que la potencia generada por los paneles solares, que se encuentran distribuidos en las redes de BT, es muy pequeña comparada con la potencia demandada en estas redes.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

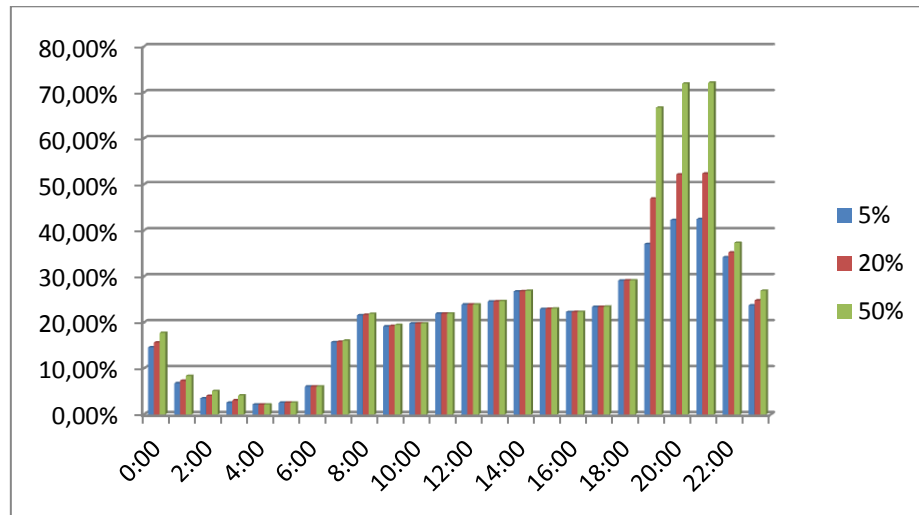


Figura 64: Estado de cargas del transformador AT-MT (Hipótesis de partida + Generación + VE sin GD)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 42,49% para un 5% de penetración del VE
- 52,38% para un 20% de penetración del VE
- 72,15% para un 50% de penetración del VE

3.6 Estado de la red de media tensión con generación y con vehículos eléctricos con gestión de la demanda (Hipótesis de partida + Generación + VE con gestión de la demanda)

En este caso se considera que los vectores de recarga de los vehículos eléctricos tienen en cuenta medidas de gestión de la demanda (2.1.3.1, 2.2.3.1, 2.3.3.1, 2.4.3.1, 2.5.3.1 más atrás).

3.6.1 Potencia demandada

A continuación se presenta la potencia demandada total dependiendo del escenario de penetración del vehículo eléctrico.

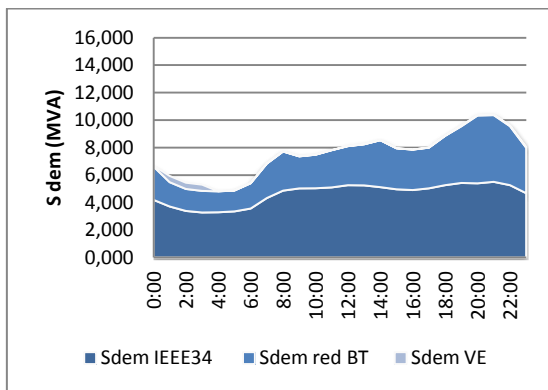


Figura 65: Potencia total demandada con 5% VE (con gestión de la demanda)

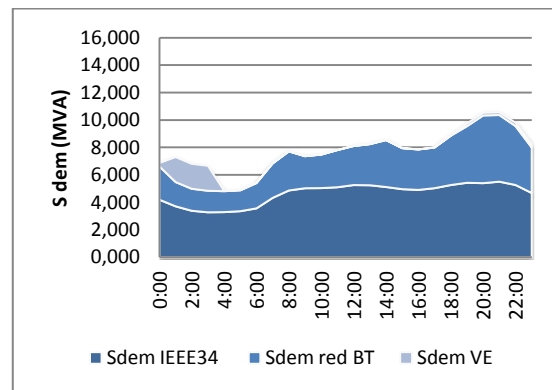


Figura 66: Potencia total demandada con 20% VE (con gestión de la demanda)

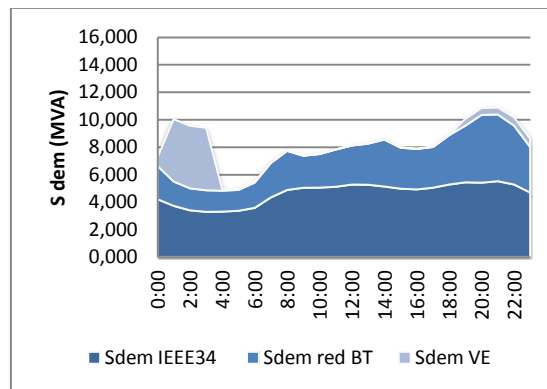


Figura 67: Potencia total demandada con 50% VE (con gestión de la demanda)

Se ha representado la contribución de la potencia demandada por la red IEEE de 34 nudos, por las redes de BT (día tipo invierno-laborable) y por los VE a la potencia demandada total.

3.6.2 Potencia generada

La potencia generada, siendo coherentes con la potencia demandada, será la correspondiente a un día de invierno. La potencia generada por las mini centrales corresponde al 50% de su capacidad (Figura 45).

3.6.3 Balance de potencia red AT-red MT

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

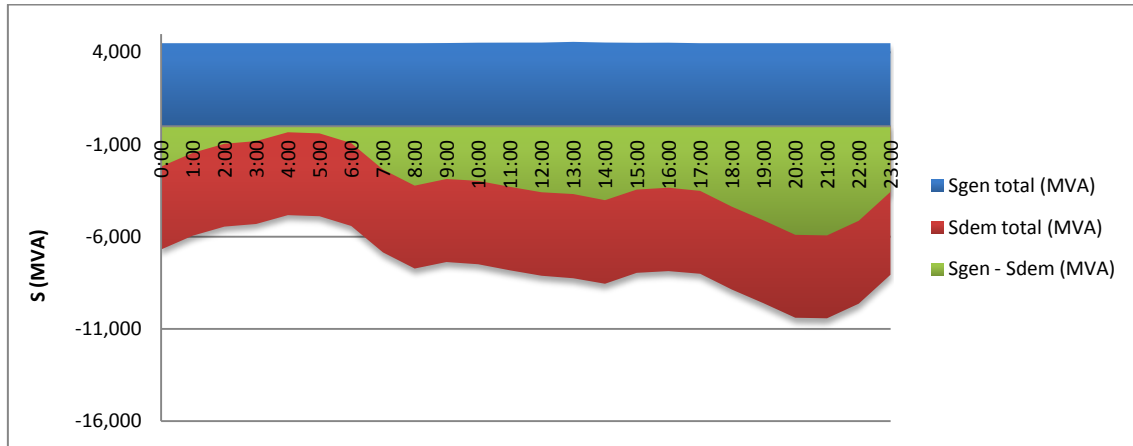


Figura 68: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 5% VE con GD)

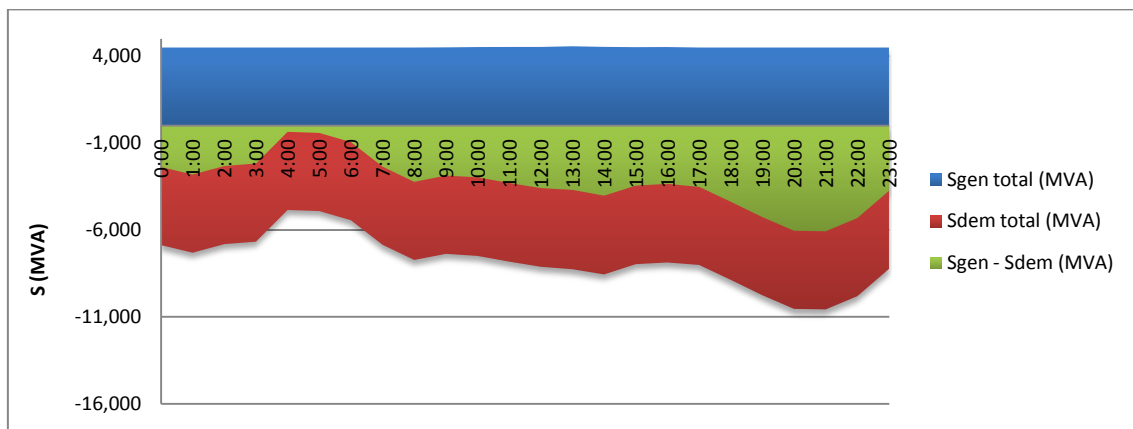


Figura 69: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 20% VE con GD)

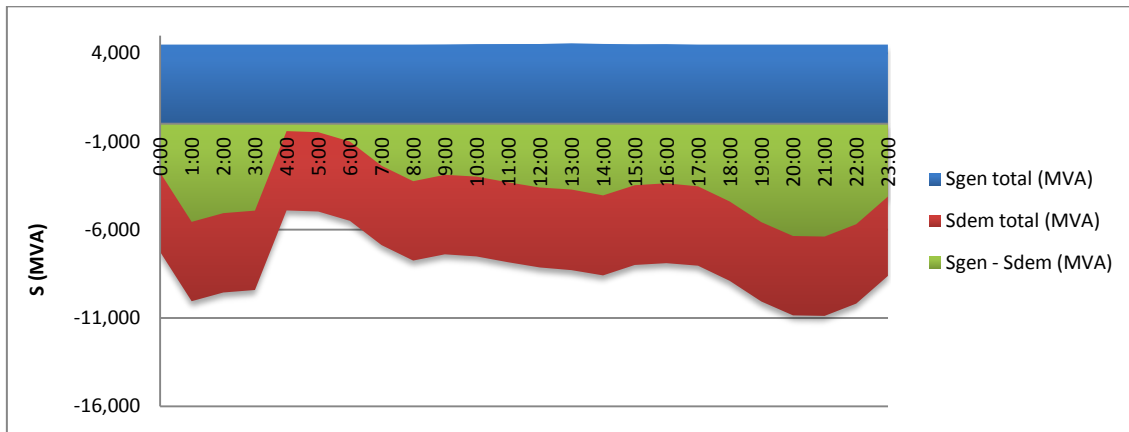


Figura 70: Balance generación-demanda (Hipótesis de partida + Generación + 50% VE con GD)

Como se observa en la figura anterior la red de MT importa potencia de la red de AT, produciéndose picos menos pronunciados que en el caso anterior.

3.6.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en las horas del día de mayores niveles de demanda (Figura 65, Figura 66, Figura 67). En la siguiente figura se presenta los perfiles de tensiones a lo largo de la red de media tensión para las horas de mayor carga:

- 01:00 horas

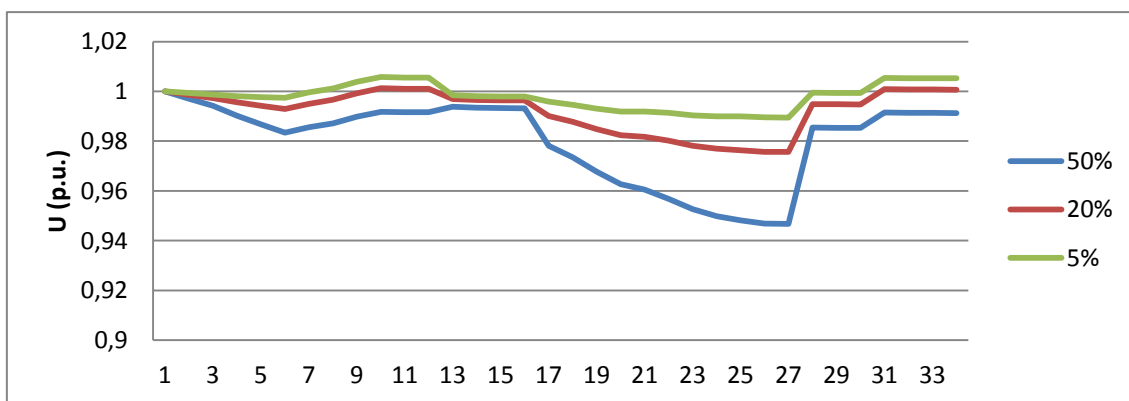


Figura 71: Caída de tensión en los nudos de la red de MT a la 01:00 horas (Hipótesis de partida + Generación + VE con GD)

- 21:00 horas

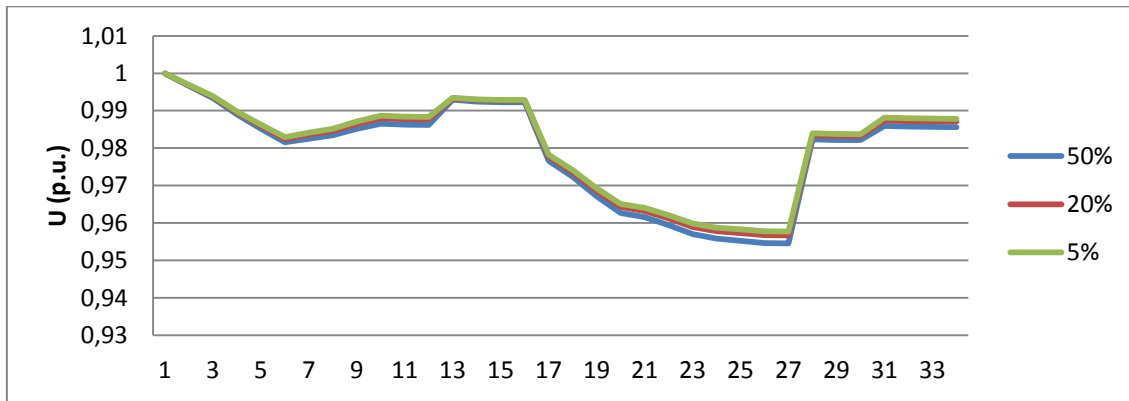


Figura 72: Caída de tensión en los nudos de la red de MT a las 21:00 horas (Hipótesis de partida + Generación + VE con GD)

Las mayores caídas de tensión se producen en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,989 p.u. (01:00h); 0,957 p.u. (21:00h)
- Penetración 20%: 0,976 p.u. (01:00h); 0,957 p.u. (21:00h)
- Penetración 50%: 0,947 p.u. (01:00h); 0,955 p.u. (21:00h)

Como se puede observar las caídas de tensión son significativamente menores con criterios de gestión de la demanda en la conexión del VE.

3.6.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

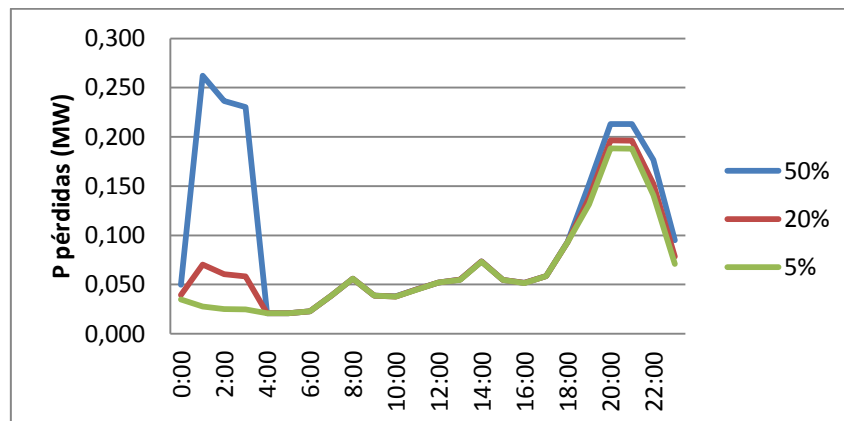


Figura 73: Perfil de pérdidas en la red de MT (Hipótesis de partida + Generación +VE con GD)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1601 kW**
- Penetración 20%: **1909 kW**
- Penetración 50%: **2849 kW**

Como se puede observar las pérdidas son significativamente menores con criterios de gestión de la demanda en la conexión del VE.

3.6.6 Estado de carga de los transformadores

El porcentaje de carga de los transformadores de MT-BT para cada hora del día coincide con el calculado en el estudio de las distintas redes de baja tensión, para los distintos escenarios de penetración del VE con vectores de conexión con gestión de la demanda (2.1.3.3.1, 2.2.3.3.1, 2.3.3.3.1, 2.4.3.3.1, 2.5.3.2.1).

De este modo los transformadores con mayor porcentaje de carga son:

- 5% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (82,28%)
- 20% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (83,16%)
- 50% de penetración del VE: CT C a las 01:00 horas (117,91%)

Estos valores coinciden con el calculado en el estudio de las redes de BT, debido a que la potencia generada por los paneles solares, que se encuentran distribuidos en las redes de BT, es muy pequeña comparada con la potencia demandada en estas redes.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

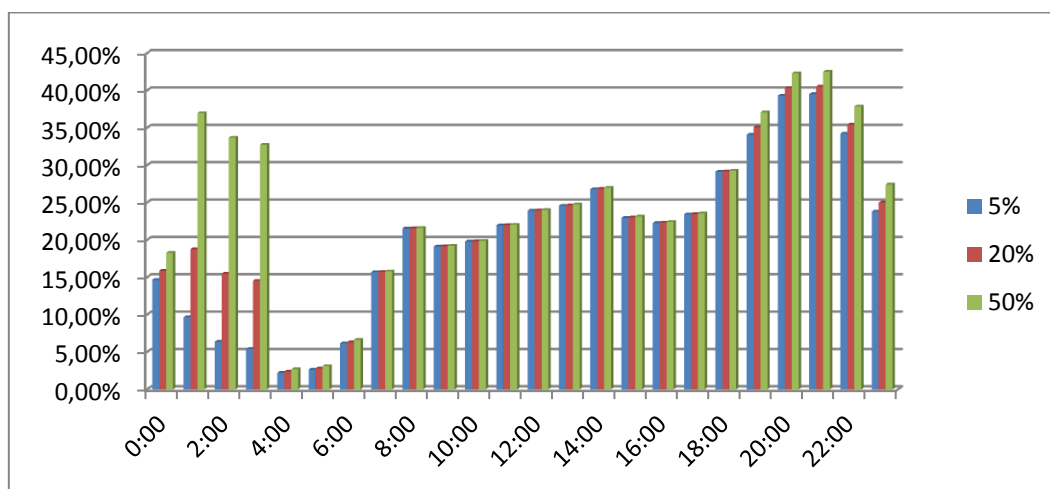


Figura 74: Estado de cargas del transformador AT-MT (Hipótesis de partida + Generación + VE con GD)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 39,32% para un 5% de penetración del VE
- 40,32% para un 20% de penetración del VE
- 42,31% para un 50% de penetración del VE

Como se puede observar los porcentajes de carga del transformador son significativamente menores con criterios de gestión de la demanda en la conexión del VE.

4 APLANADO DE LA CURVA DE DEMANDA MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL NÚMERO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A CONECTAR A CADA HORA DEL DÍA (EMPLEANDO EL ALGORITMO GENÉTICO)

En el Capítulo 2 se ha estudiado el impacto de la incorporación del vehículo eléctrico a las distintas topologías de redes de baja tensión y en el Capítulo 3 su impacto en la red de media tensión. En ambos capítulos se han considerado dos vectores diferentes de recarga del vehículo eléctrico (2.1.3.1, 2.2.3.1, 2.3.3.1, 2.4.3.1, 2.5.3.1 más atrás):

- Sin gestión de la demanda
- Con gestión de la demanda

Como se ha podido comprobar los niveles de carga de los transformadores, los niveles de carga de las líneas, las caídas de tensión y las pérdidas en la red son diferentes en función del vector de recarga del vehículo eléctrico empleado, siendo más favorables los casos con gestión de la demanda.

En este capítulo se va a tratar de aplanar la curva de demanda de la red de media tensión. Para ello se va a aprovechar la incorporación del vehículo eléctrico a las distintas redes de baja tensión.

El objetivo es hallar el número óptimo de vehículos eléctricos a conectar, a cada hora del día en cada red de baja tensión, para conseguir que la potencia demandada a lo largo del día sea lo más constante posible. El aplanado de la curva de demanda contribuye en gran medida a que, por la incorporación del vehículo eléctrico, no se produzcan sobrecargas en líneas y en transformadores, y las pérdidas en las líneas no se disparen (al producirse picos de corriente).

Se han realizado dos series de optimizaciones, para aplanar las curvas de demanda de las distintas redes de baja tensión, atendiendo a las restricciones horarias en la conexión del vehículo eléctrico:

- Optimización ideal: se pueden conectar los vehículos eléctricos a cualquier hora del día.
- Optimización realista: los vehículos eléctricos sólo pueden conectarse a determinadas horas del día.

El método empleado para realizar ambas series de optimizaciones ha sido el algoritmo genético, ya que las características del problema desaconsejan el empleo de los métodos tradicionales de optimización.

Una vez aplanadas las curvas de demanda de las distintas redes de baja tensión se sumarán a la curva de demanda de la red de media tensión. Con el fin de que la potencia intercambiada con la red de alta tensión sea lo más pequeña posible (para disminuir al máximo las pérdidas

en la red de media tensión), se calcularán los valores de carga de las mini centrales de Régimen Especial que permiten cubrir totalmente la demanda de la red de media tensión.

4.1 Descripción del método de optimización

4.1.1 Fundamentos del Algoritmo Genético [7]

El algoritmo genético es un método que permite resolver problemas de optimización, tanto con restricciones como sin ellas, basándose en la selección natural, el proceso que conduce la evolución biológica. El algoritmo genético modifica repetidamente una población de soluciones individuales. En cada paso, el algoritmo genético selecciona aleatoriamente individuos de la población actual para ser padres que engendren hijos para la siguiente generación. A través de sucesivas generaciones, la población "evoluciona" hacia una solución óptima.

El algoritmo genético emplea tres tipos principales de reglas en cada paso para crear la siguiente generación a partir de la población actual:

- Reglas de selección: seleccionan los individuos, llamados padres, que contribuirán a la población de la siguiente generación.
- Reglas de combinación: combinan a dos padres para crear un hijo para la siguiente generación.
- Reglas de mutación: realizan modificaciones aleatorias en padres individuales para obtener hijos.

El algoritmo genético difiere de los algoritmos clásicos de optimización, basados en la derivación de la función objetivo, en dos ideas principales que se resumen a continuación.

Algoritmos clásicos

- Generan un único punto en cada iteración. La secuencia de estos puntos se aproxima a la solución óptima.
- Selecciona el siguiente punto de la secuencia mediante operaciones deterministas.

Algoritmo genético

- Genera una población de puntos en cada iteración. El mejor punto de la población se aproxima a la solución óptima.
- Selecciona la siguiente población mediante operaciones que generan números aleatorios.

A continuación se presentan los conceptos básicos empleados en el algoritmo genético:

- *Fitness function*: es la función que queremos optimizar (minimizar). En los métodos clásicos de optimización, se denominaría función objetivo.
En MATLAB esta función será escrita como una función anónima, que se pasará como una función *asa* (*handle function*) a los argumentos de entrada de la función principal del algoritmo genético.

- Individuo: es cada punto en el que se puede evaluar la función objetivo, *fitness function*. El valor de la función objetivo para cada individuo es su puntuación. A menudo el individuo es denominado genoma y los elementos del vector que lo componen se denominan genes.
- Poblaciones y generaciones. Una población es una matriz de individuos. Las filas representan los individuos y las columnas los distintos genes de cada individuo. Un mismo individuo puede aparecer varias veces en una población.

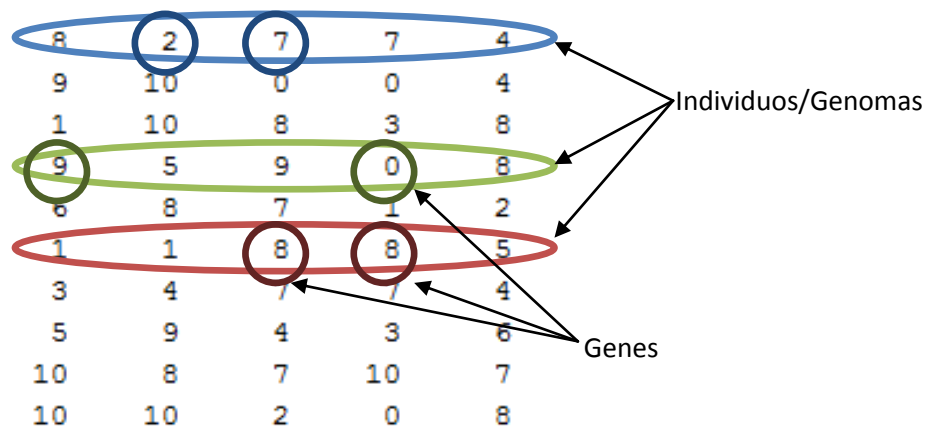


Figura 75: Ejemplo de población del Algoritmo genético

En cada iteración, el algoritmo genético realiza una serie de operaciones sobre la población actual para generar una nueva población. Cada sucesiva población es una nueva generación

- *Fitness Values* y *Best Fitness Values*. El *fitness value* de un individuo es el valor de la función objetivo, *fitness function*, al evaluar ese individuo. El mejor *fitness value*, *best fitness value*, de una población es el menor de los *fitness value* de todos los individuos de la población.

A continuación se presenta unas gráficas que ilustran la evolución de las soluciones hacia la solución óptima en el algoritmo genético:

- *Fitness Value - Generation* : representa el valor medio y el mejor valor de la función objetivo en cada generación. Como se puede observar tienden hacia el valor mínimo, estabilizándose en este valor

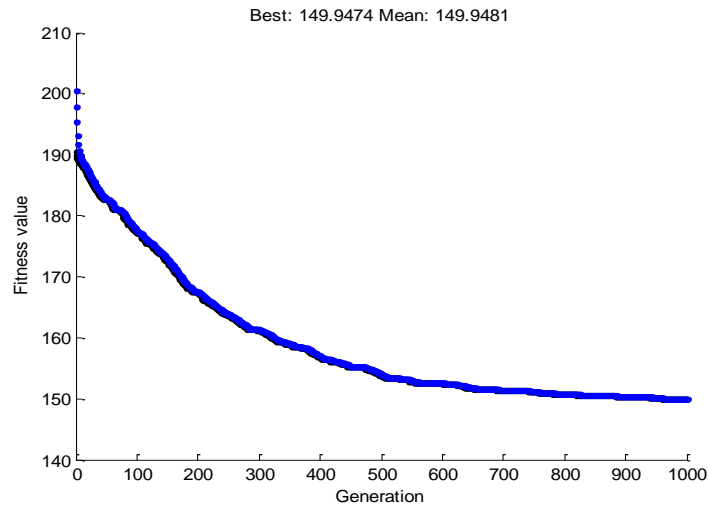


Figura 76: Tabla de Matlab: *Fitness Value - Generation*

- *Average Disance - Generation* : representa la distancia media entre individuos en cada generación. Como se puede observar a medida que avanzan las generaciones la distancia entre individuos disminuye, al tender hacia la solución óptima.

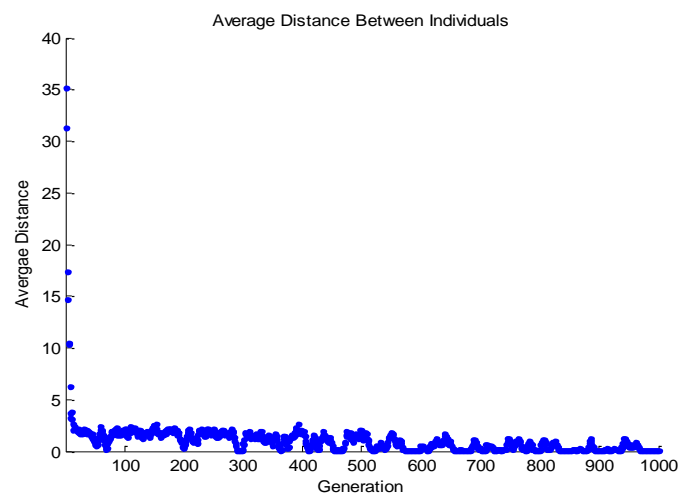


Figura 77: Tabla de Matlab: *Average Distance - Generation*

4.1.2 Función objetivo

El objetivo del problema es hallar el número óptimo de vehículos eléctricos a conectar, a cada hora del día en cada red de baja tensión, para conseguir que el perfil de potencia demandada a lo largo del día sea lo más constante posible. Para ello es necesario definir una expresión que valore el nivel de aplanamiento de la curva de demanda en función de los vehículos eléctricos conectados a la red a cada hora del día.

Se ha empleado la siguiente expresión, que mide la dispersión de la potencia total demandada por la red de baja tensión en cada hora del día (red BT + VE) respecto a la media entre la potencia demandada máxima y la potencia demandada mínima de la red de baja tensión en ese día.

$$\min(f(\vec{x})) = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{24} (\bar{P}_{dem} - P_{dem}(h) + 3,7kW \cdot x(h))^2}{24}}$$

Ecuación 11: Función objetivo de la optimización

- $\min(f(\vec{x}))$: Función objetivo a minimizar.
- \vec{x} : Número de vehículos eléctricos a conectar a cada hora del día(h) en la red de baja tensión. Es un vector formado por 24 elementos. (Variable a optimizar).
- $P_{dem}(h)$: Potencia demandada por la red de baja tensión a cada hora del día (h)
- \bar{P}_{dem} : Potencia demandada media. Se ha calculado mediante la siguiente expresión:

$$\bar{P}_{dem} = \frac{P_{dem}^{max} + P_{dem}^{min}}{2}$$

$$- P_{dem}^{max} = \max_{h=1}^{24} (P_{dem}(h))$$

$$- P_{dem}^{min} = \min_{h=1}^{24} (P_{dem}(h))$$

Ecuación 12: Media entre la potencia máxima y mínima demandada

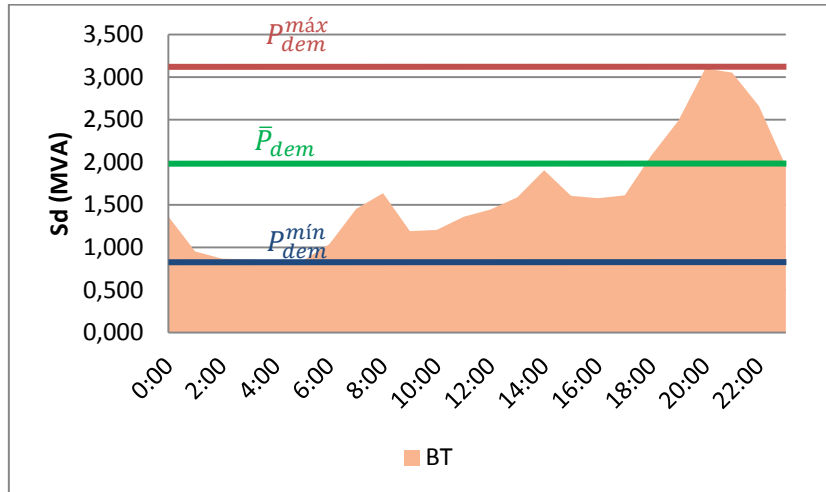


Figura 78: Ejemplo: potencia demandada media

El objetivo de la optimización mediante el Algoritmo Genético es minimizar esta función objetivo. Realizada la minimización se obtendrá el número de vehículos eléctricos a conectar a cada hora del día que proporcionan el aplanamiento del perfil de potencia demandada total.

4.1.3 Restricciones

Con el fin de que la solución del problema de optimización se encuentre dentro de los límites deseados, se han fijado las siguientes restricciones:

4.1.3.1 Restricciones de desigualdad

La potencia total demandada a cada hora del día (red BT + VE), deberá ser inferior a la potencia demandada máxima de todo el día (red BT).

$$[P_{dem}(h) + 3,7kW \cdot x(h) < P_{dem}^{max}]_{h=1}^{24}$$

Ecuación 13: Restricción de desigualdad de la optimización

4.1.3.2 Restricciones de igualdad

El número de vehículos eléctricos conectados a lo largo del día a la red de baja tensión deberá ser igual al parque de vehículos de esa red en el escenario de penetración correspondiente multiplicado por tres, dado que tres son las horas necesarias para recargar el vehículo eléctrico según las hipótesis considerada(2.1.3.1).

$$\sum_{h=1}^{24} x(h) = 3 \cdot \%penetraciónVE \cdot parqueVE$$

Ecuación 14: Restricción de igualdad de la optimización

- $\%penetraciónVE$: porcentaje de penetración del vehículo eléctrico (5%, 20%, 50%) (2.1.3.1).
- $parqueVE$: 100% de vehículos considerados en cada red de baja tensión (2.1.3.1).

4.1.3.3 Límites superior e inferior de la variable a optimizar

En esta restricción tendremos dos tipos de límites dependiendo de si se realiza la optimización ideal o la optimización realista, definidas al comienzo de este capítulo.

- **Optimización ideal:** el número de vehículos eléctricos conectados en cada hora del día a la red de baja tensión deberá ser mayor o igual que cero y menor o igual que al parque de vehículos de la red en el escenario de penetración correspondiente.

$$[0 \leq x(h) \leq \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=1}^{24}$$

Ecuación 15: Límites superior e inferior de la variable a optimizar (optimización ideal)

- **Optimización realista:** dado que en este caso sólo se permite la conexión de vehículos eléctricos a la red en determinadas horas del día, el número de vehículos eléctricos conectados deberá ser mayor o igual que cero y menor o igual que el parque de vehículos de la red en el escenario de penetración correspondiente, en aquellas horas en las que puedan ser conectados (dependiendo de la topología de la red de baja tensión).

- Topología residencial: conectados de 19:00 a 06:59 horas.(2.1.3.1)

$$[0 \leq x(h) \leq \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=1}^7$$

$$[x(h) = 0]_{h=8}^{19}$$

$$[0 \leq x(h) \leq \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=20}^{24}$$

Ecuación 16: Límites superior e inferior de la variable a optimizar (optimización realista: topología residencial)

- Topología industrial: conectados el 85% de 19:00 a 06:59 horas y el 15% de 07:00 a 18:59 horas.(2.4.3.1)

$$[0 \leq x(h) \leq 85\% \cdot \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=1}^7$$

$$[0 \leq x(h) \leq 15\% \cdot \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=8}^{19}$$

$$[0 \leq x(h) \leq 85\% \cdot \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=20}^{24}$$

Ecuación 17: Límites superior e inferior de la variable a optimizar (optimización realista: topología industrial)

- Topología comercial: conectados de 10:00 a 21:59 horas.(2.1.3.1)

$$[0 \leq x(h) \leq \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=1}^{10}$$

$$[x(h) = 0]_{h=11}^{22}$$

$$[0 \leq x(h) \leq \%penetraciónVE \cdot parqueVE]_{h=23}^{24}$$

Ecuación 18: Límites superior e inferior de la variable a optimizar (optimización realista: topología comercial)

4.1.4 Otros datos de la optimización

Además de la función objetivo y las restricciones de la optimización, para optimizar mediante el método del Algoritmo Genético es preciso definir otros datos, entre los que destacan:

- **Tamaño de la población**: se ha comprobado que para que la solución converja es necesario definir tamaños de población entre cinco y diez veces el número de genes de la variable a optimizar, dependiendo de la dispersión de la solución esperada. Es decir, se han considerado poblaciones de entre 120 (24 genes · 5) y 240 individuos (24 genes · 10).

- **Criterio de parada:** se ha considerado que el algoritmo llega a la solución óptima cuando la variación entre las puntuaciones medias de la función objetivo no supere 10^{-6} durante 200 generaciones consecutivas. De esta forma nos hemos asegurado de que el algoritmo alcanzaba el mínimo.

4.2 Optimización ideal

4.2.1 Resultados de la optimización: número de vehículos óptimo a conectar en cada red de baja tensión

A continuación se presentan el número de vehículos eléctricos óptimos a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión, en los distintos escenarios de penetración:

CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total	
A	1	7	10	7	8	11	5	1	0	2	2	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60
B	0	5	3	5	5	4	3	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30
C	2	6	7	6	7	7	6	2	0	4	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52
D	0	3	4	6	4	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	30
E	0	0	2	3	4	1	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15
Total	4	22	25	28	29	28	16	5	1	8	6	2	3	1	0	2	1	0	0	0	0	3	3	0	0	187

Tabla 28: Nº óptimo de VE (5% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización ideal)

CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total	
A	6	23	31	31	34	33	27	5	0	17	19	10	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	240
B	4	13	15	14	16	16	12	4	0	9	7	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
C	10	15	17	17	17	17	15	9	7	13	12	10	10	8	4	8	8	7	2	0	0	0	0	3	209	
D	6	7	13	17	16	14	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	9	10	8	7	120	
E	2	6	8	10	7	9	7	4	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	
Total	29	65	84	89	90	89	71	23	13	39	38	24	15	8	4	9	8	8	2	5	9	10	8	10	749	

Tabla 29: Nº óptimo de VE (20% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización ideal)



CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total	
A	27	56	59	65	66	64	54	26	12	38	36	29	22	13	0	11	13	9	0	0	0	0	0	0	0	600
B	15	24	26	26	27	26	23	13	10	19	18	15	13	10	3	10	10	10	0	0	0	0	0	0	2	300
C	25	30	31	31	31	31	29	24	22	27	27	25	24	22	18	22	22	22	16	11	4	4	9	17	522	
D	23	23	26	28	33	28	22	4	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	4	15	18	26	25	20	300	
E	0	10	19	21	23	28	22	16	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	
Total	90	142	161	170	179	178	149	82	54	84	81	69	59	47	24	43	46	41	20	26	22	30	34	40	1872	

Tabla 30: Nº óptimo de VE (50% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización ideal)

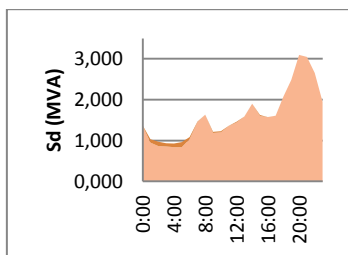


Figura 79: CT A 5% VE (ideal)

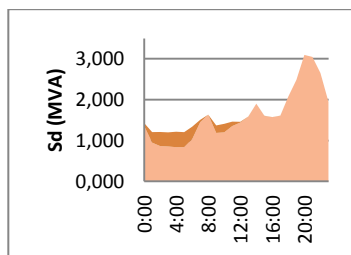


Figura 84:CT A 20% VE(ideal)

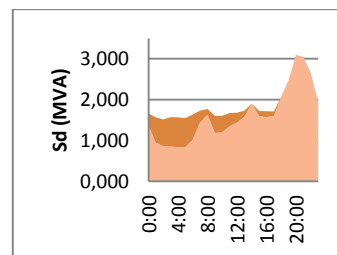


Figura 89:CT A 50% VE(ideal)

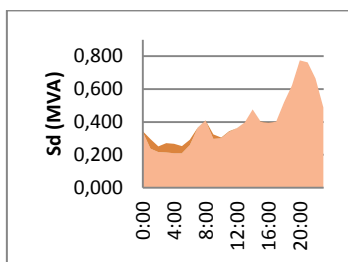


Figura 80: CT B 5% VE (ideal)

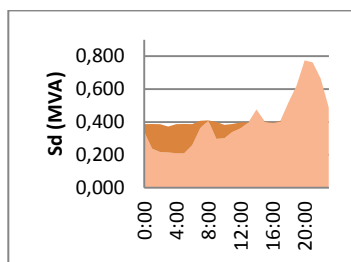


Figura 85:CT B 20% VE(ideal)

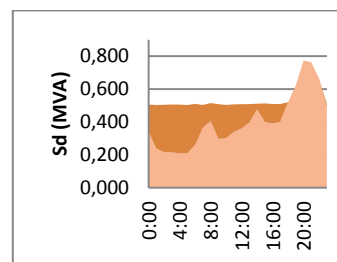


Figura 90:CT B 50% VE(ideal)

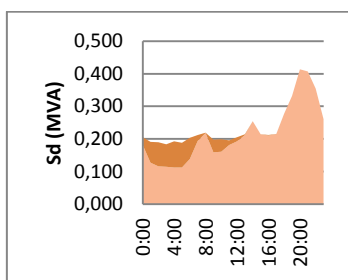


Figura 81: CT C 5% VE (ideal)

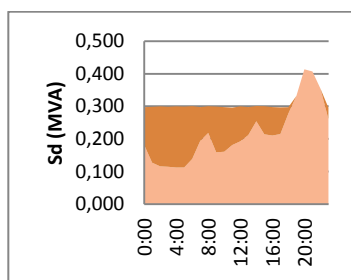


Figura 86:CT C 20% VE(ideal)

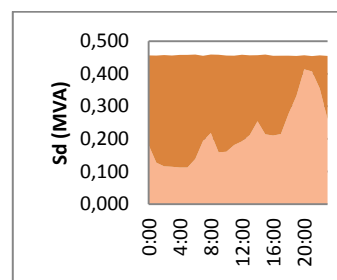


Figura 91:CT C 50% VE(ideal)

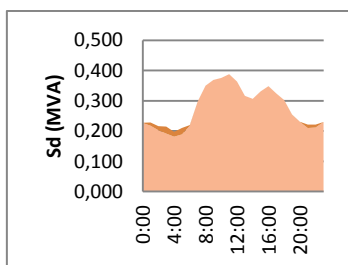


Figura 82: CT D 5% VE (ideal)

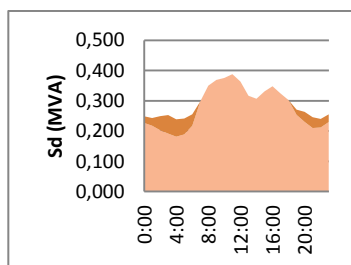


Figura 87:CT D 20% VE(ideal)

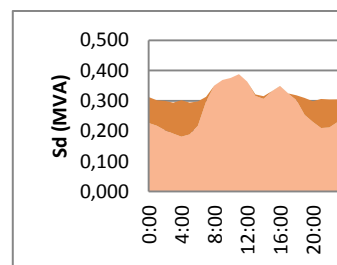


Figura 92:CT D 50% VE(ideal)

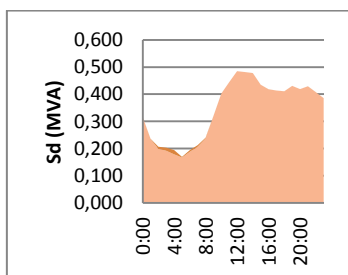


Figura 83: CT E 5% VE (ideal)

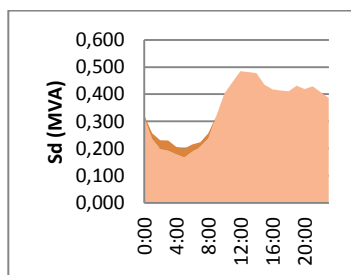


Figura 88:CT E 20% VE(ideal)

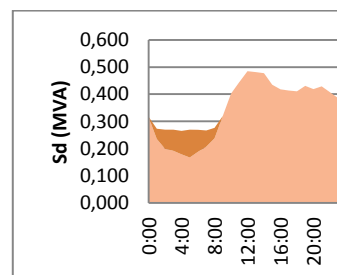


Figura 93:CT E 50% VE(ideal)

Se ha presentado los perfiles de demanda de las redes de baja tensión para los distintos escenarios de penetración (naranja claro -> demanda de la red de baja tensión; naranja oscuro -> demanda de los vehículos eléctricos conectados a la red).

Como se puede observar en el CT C para un escenario de penetración del 50% (Figura 91), la potencia demandada por el vehículos eléctricos supera la que sería necesaria para aplanar completamente la curva de demanda de esta red, por lo que es necesario modificar las restricciones de desigualdad (4.1.3.1 más atrás), imponiendo una potencia máxima demandada un 15% superior a la potencia máxima del perfil de demanda de la red ($P_{dem}^{máx'} = 1,15 \cdot P_{dem}^{máx}$).

4.2.2 Estado de la red de media tensión con la generación inicial y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación inicial)

Una vez calculados los vectores óptimos de recarga del vehículo eléctrico en las distintas redes de baja tensión, se estudiará el comportamiento de la red de media tensión con estos vectores. Para poder comparar con los estudios anteriores (3.4, 3.5, 3.6) se considerará el mismo perfil de generación (3.2.6 más atrás).

4.2.2.1 Potencia demandada

A continuación se presenta la potencia demandada total dependiendo del escenario de penetración del vehículo eléctrico.

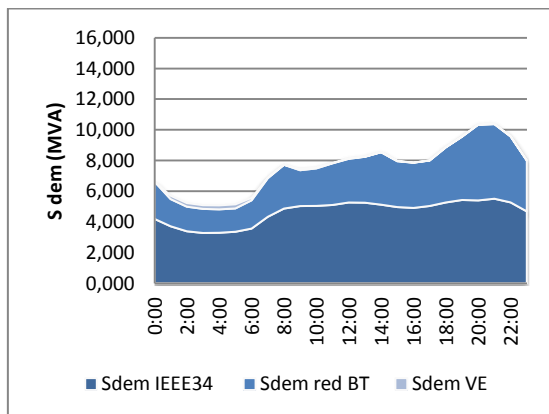


Figura 94: Potencia total demandada con 5% VE (optimización ideal)

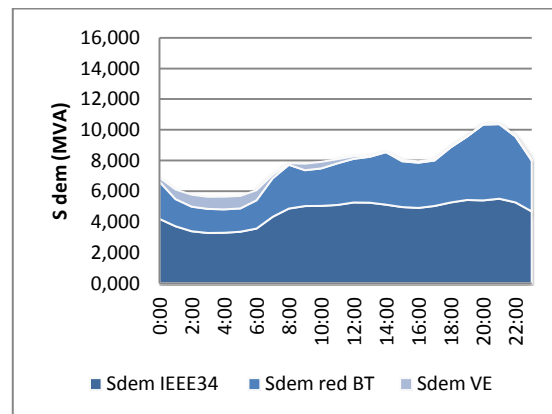


Figura 95: Potencia total demandada con 20% VE (optimización ideal)

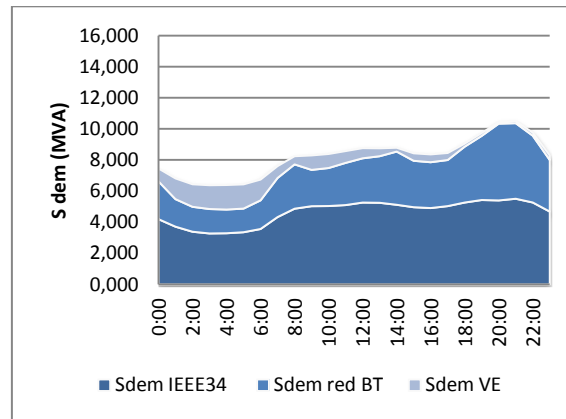


Figura 96: Potencia total demandada con 50% VE (optimización ideal)

Se ha representado la contribución de la potencia demandada por la red IEEE de 34 nudos, por las redes de baja tensión (día tipo invierno-laborable) y por los vehículos eléctricos a la potencia demandada total.

4.2.2.2 Potencia generada

La potencia generada, siendo coherentes con la potencia demandada, será la correspondiente a un día de invierno. La potencia generada por las mini centrales corresponde al 50% de su capacidad (Figura 45).

4.2.2.3 Balance de potencia red AT-red MT

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

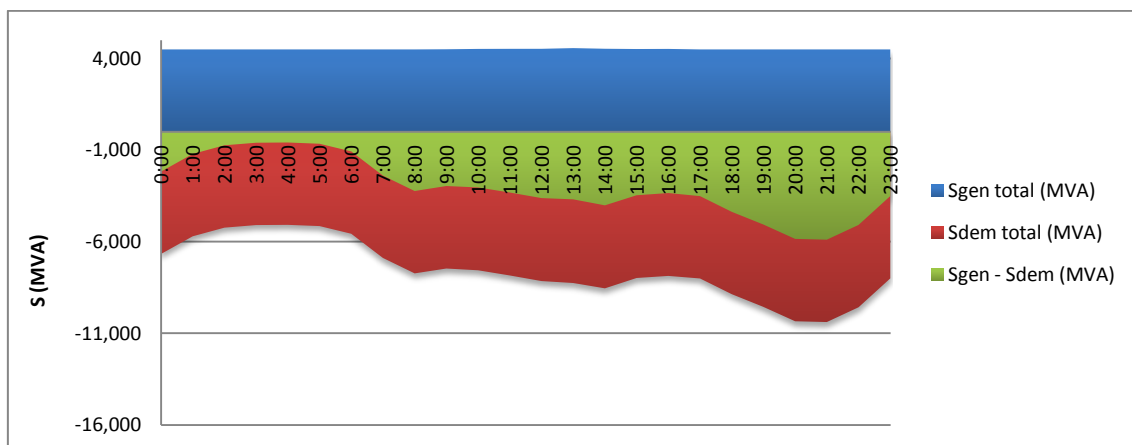


Figura 97: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización ideal 5% VE)

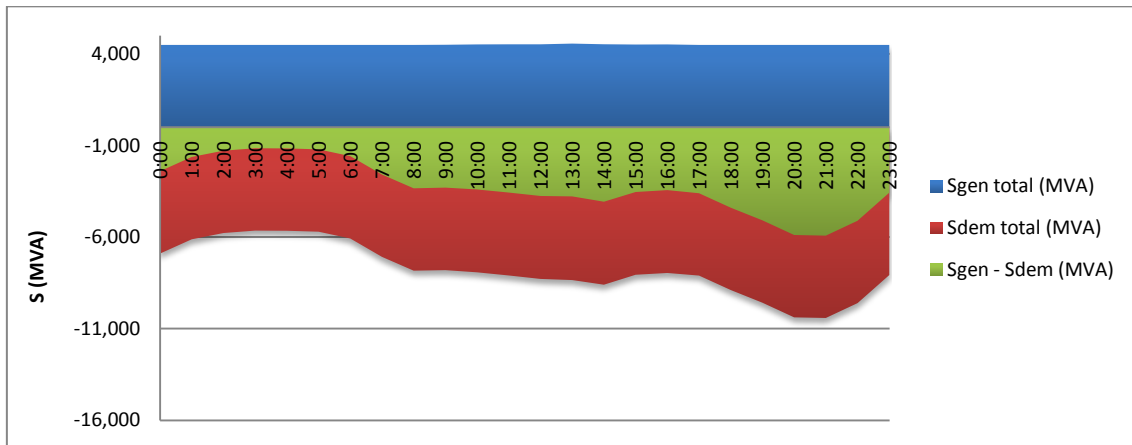


Figura 98: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización ideal 20% VE)

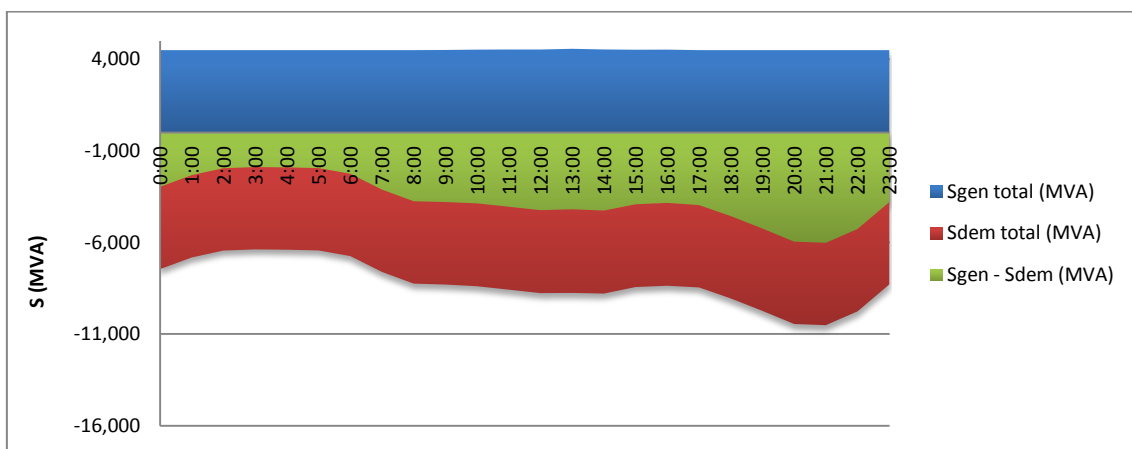


Figura 99: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización ideal 50% VE)

Como se observa en la figura anterior la red de MT importa potencia de la red de AT, no produciéndose picos por la incorporación del vehículo eléctrico.

4.2.2.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (Figura 65, Figura 66, Figura 67). En la siguiente figura se presenta los perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora en función del escenario de penetración:

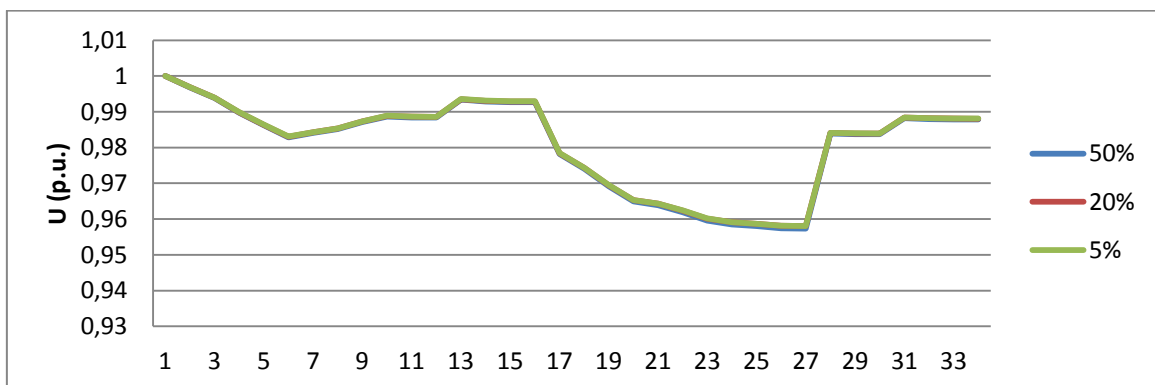


Figura 100: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (generación inicial + optimización ideal)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,958 p.u.
- Penetración 20%: 0,958 p.u.
- Penetración 50%: 0,957 p.u.

La caída de tensión en el pico de demanda no aumenta por la incorporación de vehículos eléctricos.

4.2.2.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

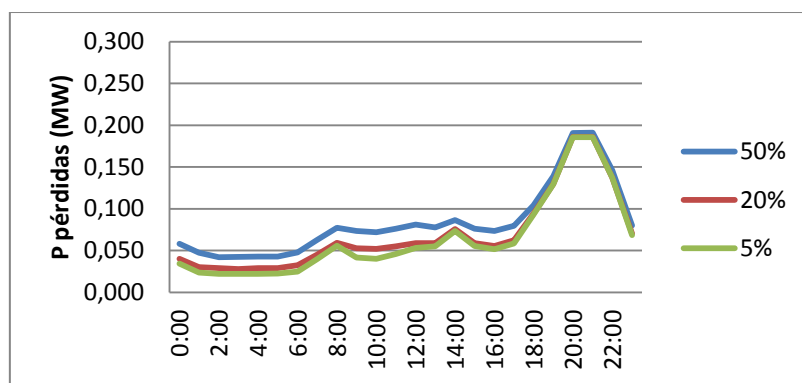


Figura 101: Perfil de pérdidas en la red de MT (generación inicial + optimización ideal)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1591 kW**
- Penetración 20%: **1854 kW**
- Penetración 50%: **2509 kW**

Como se puede observar las pérdidas son menores que en los casos anteriores, no aumentando en el pico de demanda al introducir los vehículos eléctricos.

4.2.2.6 Estado de carga de los transformadores

A continuación se presenta unas figuras con los porcentajes de carga de los transformadores MT-BT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

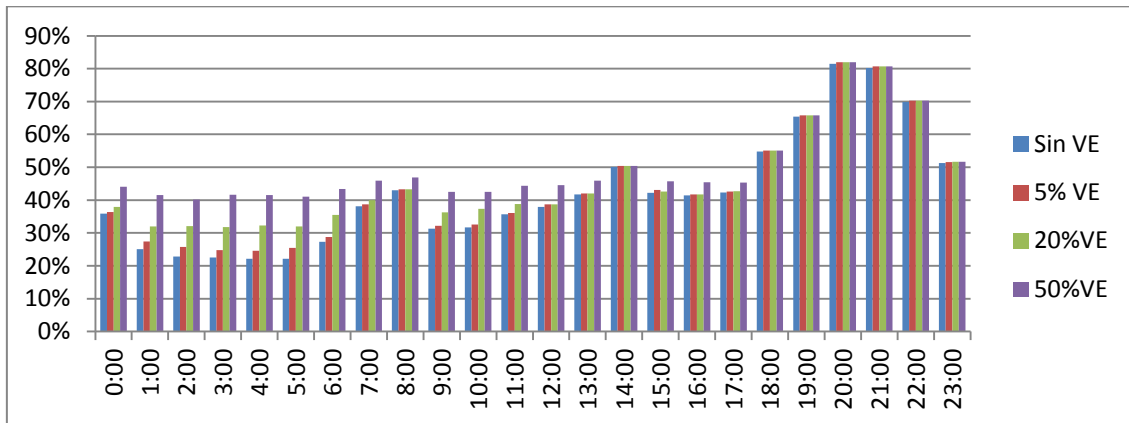


Figura 102: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT A (generación inicial + optimización ideal)

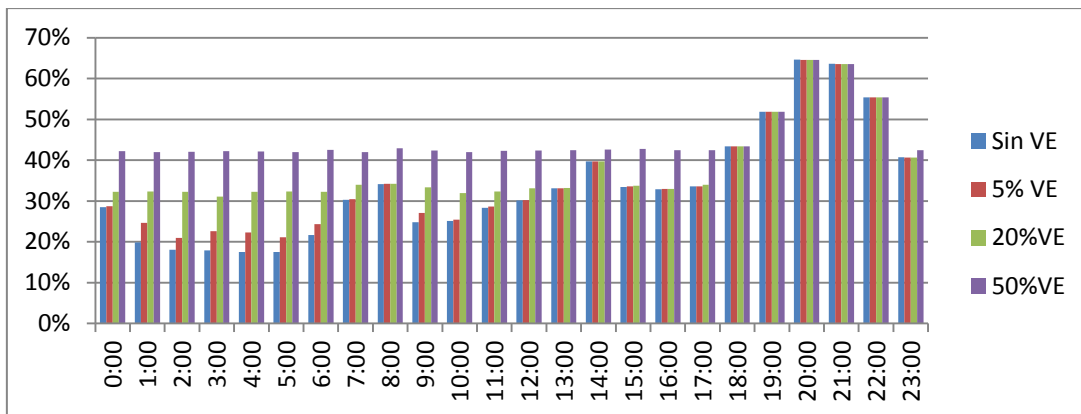


Figura 103: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT B (generación inicial + optimización ideal)

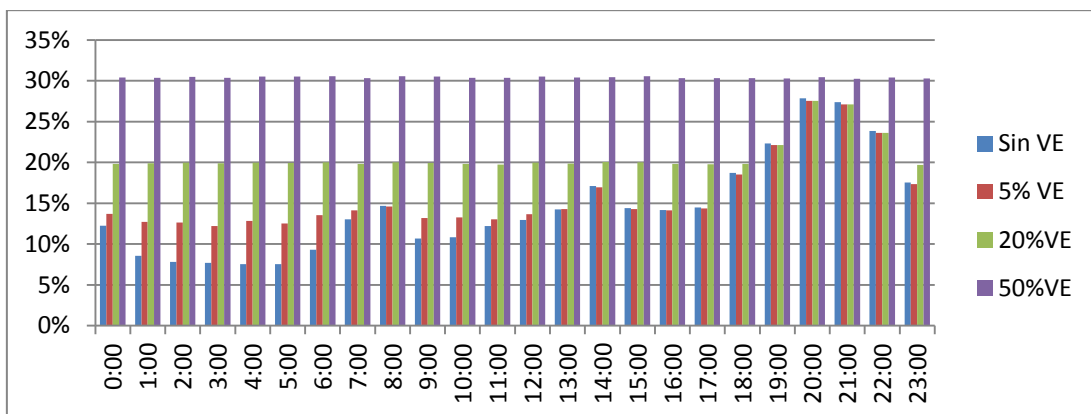


Figura 104: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT C (generación inicial + optimización ideal)

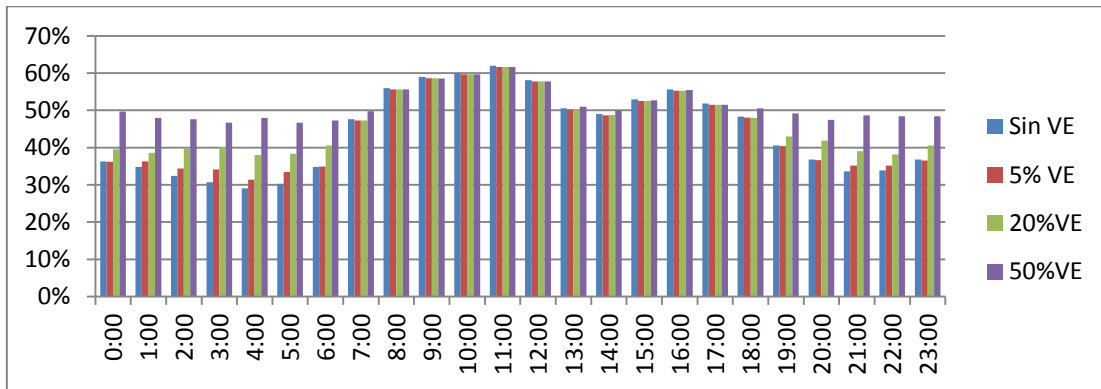


Figura 105: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT D (generación inicial + optimización ideal)

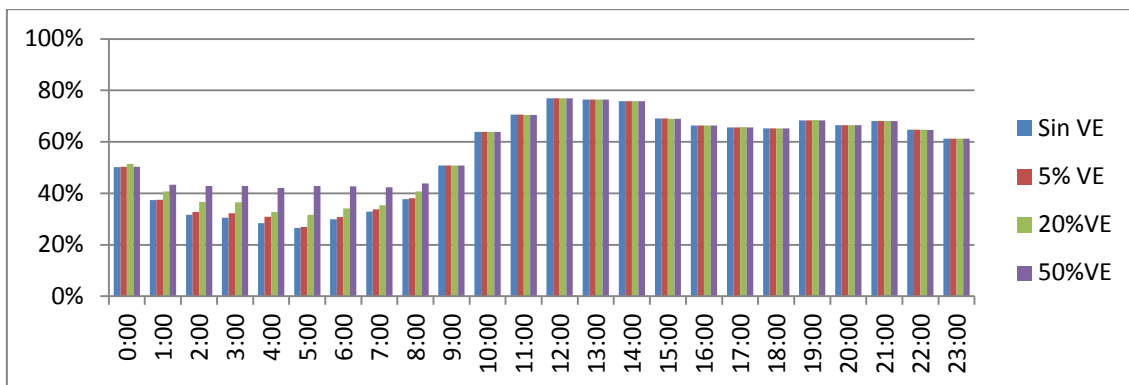


Figura 106: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT E (generación inicial + optimización ideal)

Los máximos porcentajes de carga en los transformadores de MT-BT, dependiendo del escenario de penetración, son los siguientes:

- 5% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)
- 20% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)
- 50% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)

Como se puede observar los porcentajes de carga de los transformadores solo aumentan en las horas valle, manteniéndose constantes en las horas pico.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

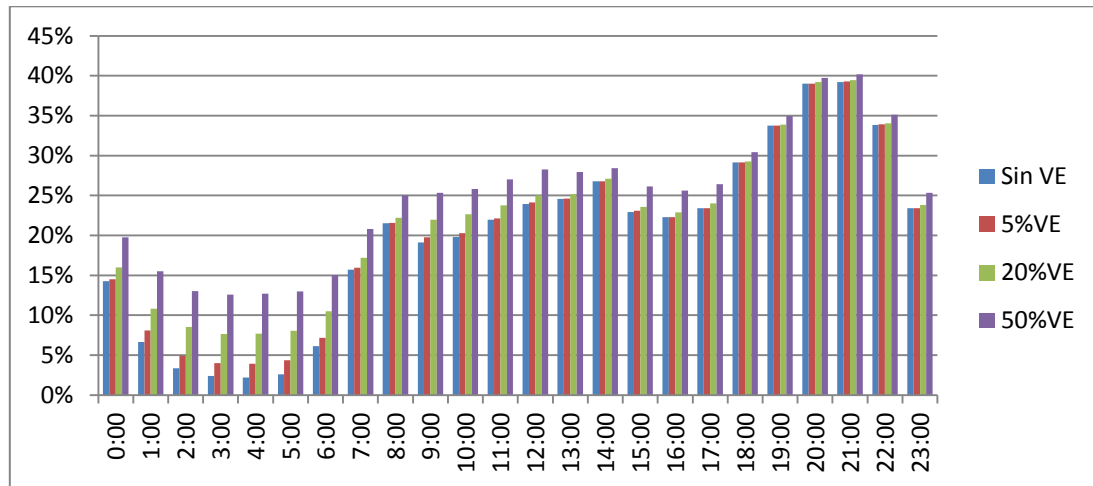


Figura 107: Estado de cargas del transformador AT-MT (generación inicial + optimización ideal)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 39,27% para un 5% de penetración del VE
- 39,43% para un 20% de penetración del VE
- 40,15% para un 50% de penetración del VE

Como se puede observar los porcentajes de carga del transformador solo aumentan en las horas valle, manteniéndose constantes en las horas pico.

4.2.3 Obtención de los perfiles de carga de las mini centrales de Régimen Especial para que cubran totalmente la demanda de la red de media tensión

El objetivo de este apartado es determinar la potencia que deben aportar las mini centrales de Régimen Especial a la red de media tensión para cubrir la mayor parte posible de la potencia demandada total (red MT + redes BT + VE), consiguiendo de este modo que el balance de potencia intercambiada con la red de alta tensión sea lo menor posible.

Este cálculo se realiza a partir del perfil de potencia demandada total que incluye los vehículos eléctricos conectados a las horas del día óptimas. En este caso se considera el óptimo ideal.

No se ha entrado en el estudio de los costes y tiempos de conexión de las distintas centrales de Régimen Especial, por lo que se ha considerado que todas producen al mismo porcentaje de carga.

Se ha calculado el porcentaje de carga al que deberían funcionar las mini centrales mediante la siguiente expresión:

$$\%carga\ MiniCentrales(h) = \frac{(P_{dem\ total}(h) + P_{pérdidas}(h) - P_{gen\ solar}(h))}{P_{gen\ MiniCentrales}^{máx}}$$

Ecuación 19: Cálculo del porcentaje de carga de las centrales de Régimen Especial (optimización ideal)

- $P_{dem\ total}(h)$: Potencia demandada en cada hora (h) del día por la red de media tensión, las redes de baja tensión y los vehículos eléctricos.
- $P_{pérdidas}(h)$: Potencia perdida en cada hora (h) del día por la red de media tensión y las redes de baja tensión.
- $P_{gen\ solar}(h)$: Potencia generada en cada hora (h) del día por los paneles solares distribuidos en las distintas redes de baja tensión.
- $P_{gen\ MiniCentrales}^{máx}$: Suma de la capacidad de generación de todas las mini centrales de Régimen Especial (Potencia máxima que pueden generar todas las centrales de Régimen Especial)

Como es lógico las centrales no deben funcionar por encima del 100% de su capacidad. En los casos en que se supere la potencia en exceso, esta deberá ser aportada por la red de alta tensión.

Los porcentajes de carga de las mini centrales se incluyen en el Anexo de este estudio.

4.2.4 Estado de la red de media tensión con la generación calculada y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación calculada)

Se ha empleado el perfil de carga de las mini centrales de Régimen Especial calculado en el apartado anterior (4.2.3), y los vectores óptimos de recarga de los vehículos eléctricos calculados (4.2.1).

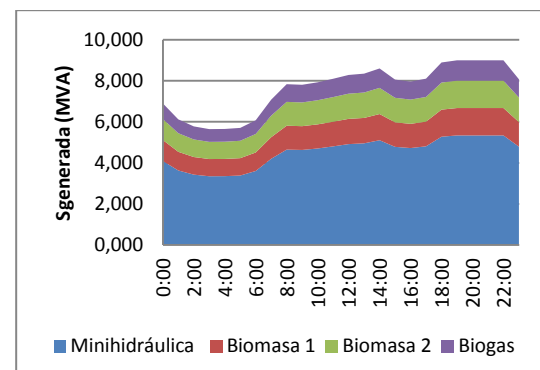
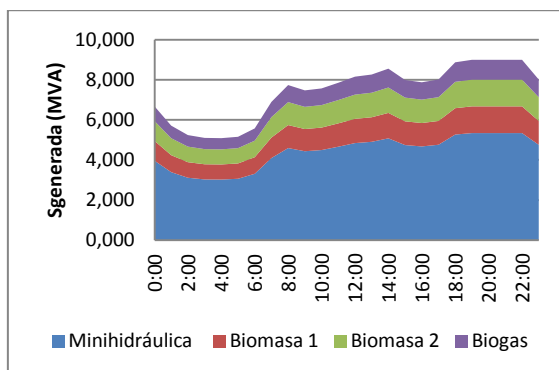
4.2.4.1 Potencia demandada

Ya fue definida en el apartado 4.2.2.1.

4.2.4.2 Potencia generada

Es la correspondiente a la suma de la generación de los paneles solares distribuidos en las distintas redes de baja tensión (3.2.5) y la generación de las mini centrales de Régimen especial (3.2.4) con el perfil de carga calculado en el apartado anterior (4.2.3).

A continuación se presenta la potencia generada por las mini centrales de Régimen Especial:



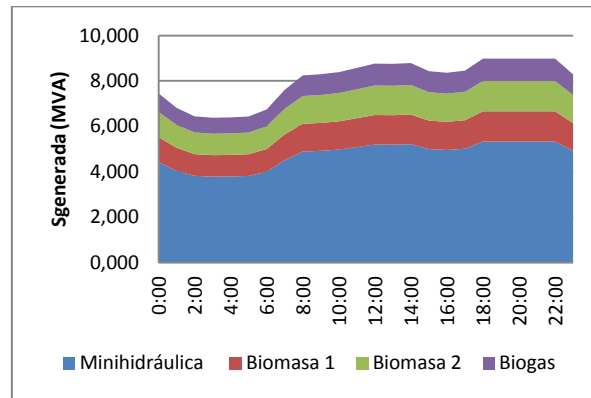


Figura 108: Potencia generada por las centrales de Régimen Especial (optimización ideal) (5%, 20% y 50%)

Como se puede observar estos perfiles coinciden prácticamente con la potencia demandada total (al ser muy pequeña la generación solar), menos en el tramo horario en que la potencia demandada supera a la capacidad de generación de las mini centrales.

4.2.4.3 Balance de potencia red AT-red MT

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

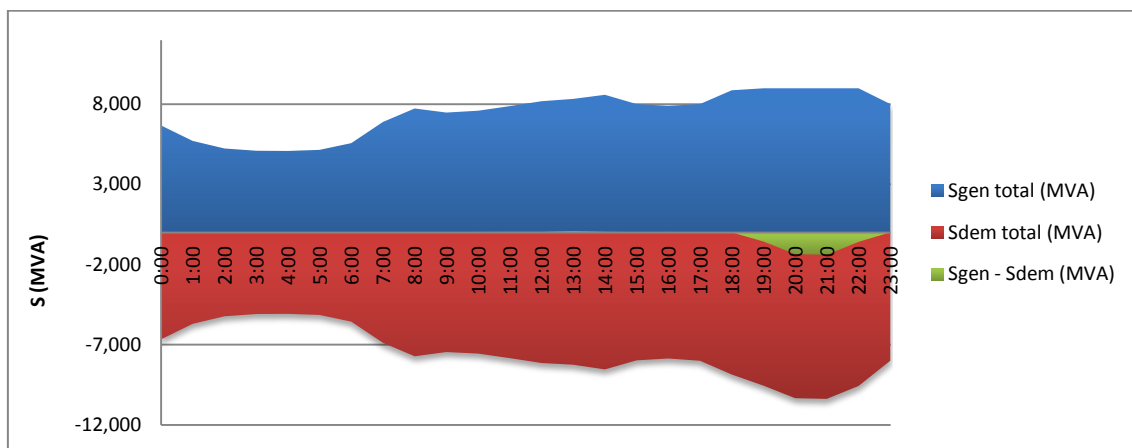


Figura 109: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización ideal 5% VE)

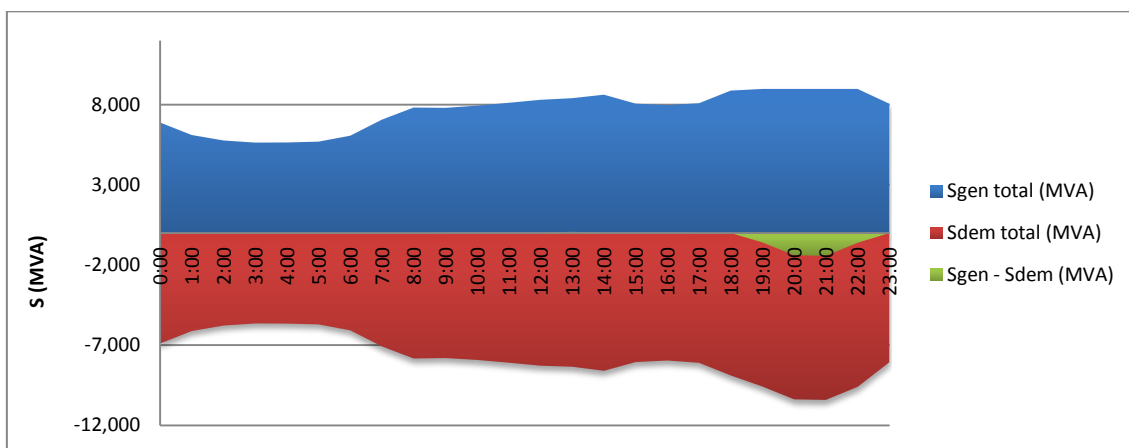


Figura 110: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización ideal 20% VE)

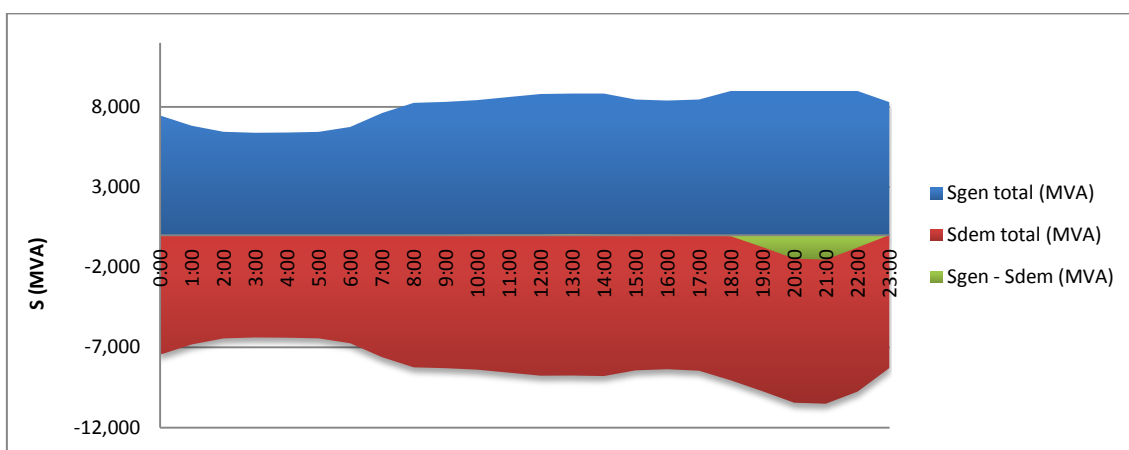


Figura 111: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización ideal 50% VE)

Como se puede observar en las figuras anteriores, el balance con la red de alta tensión es cero durante todas las horas del día salvo en el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 21:59 horas, en que la red de media tensión importa potencia de la red de alta tensión.

4.2.4.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (4.2.2.1). En la siguiente figura se presenta los perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora en función del escenario de penetración:

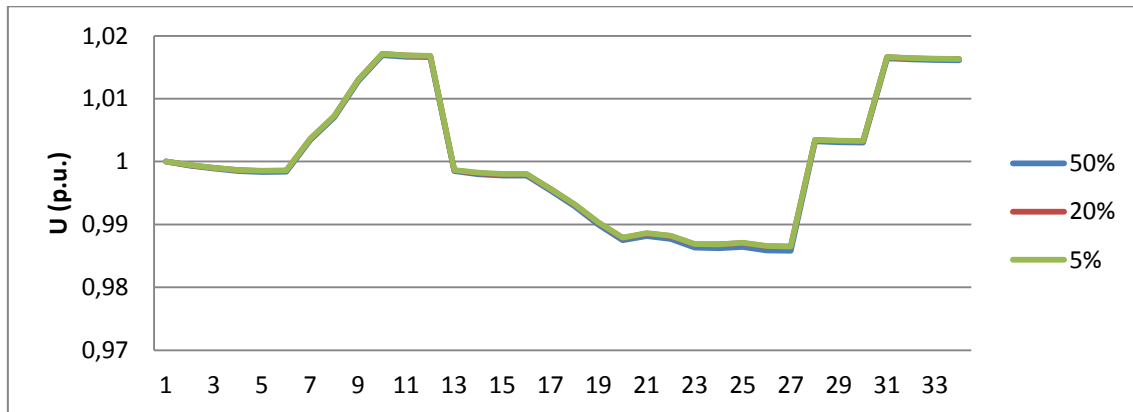


Figura 112: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (generación calculada + optimización ideal)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,986 p.u.
- Penetración 20%: 0,986 p.u.
- Penetración 50%: 0,986 p.u.

El mayor aumento de tensión se produce en el nudo 10:

- Penetración 5%: 1,017 p.u.
- Penetración 20%: 1,017 p.u.
- Penetración 50%: 1,017 p.u.

Tanto la caída de tensión como la sobretensión son mínimas, siendo similar en los tres escenarios de penetración.

Se producen sobretensiones en algunos puntos de la red debido a la mayor generación producida en la red de media tensión.

4.2.4.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

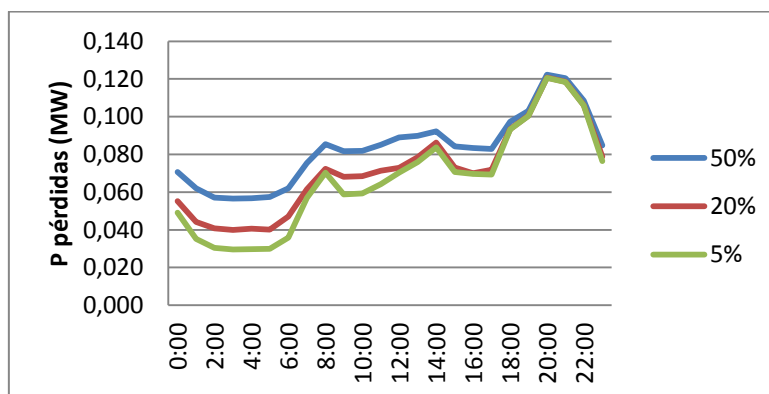


Figura 113: Perfil de pérdidas en la red de MT (generación calculada + optimización ideal)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1654 kW**
- Penetración 20%: **1920 kW**
- Penetración 50%: **2490 kW**

Como se puede observar las pérdidas son similares a las del caso anterior (4.2.2.5), puesto que ya se había aplanado la curva de demanda eliminando los picos de demanda debidos a la incorporación del vehículo eléctrico.

4.2.4.6 Estado de carga de los transformadores

Los porcentajes de carga de los transformadores MT-BT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración, coinciden con los indicados en el apartado 4.2.2.6.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

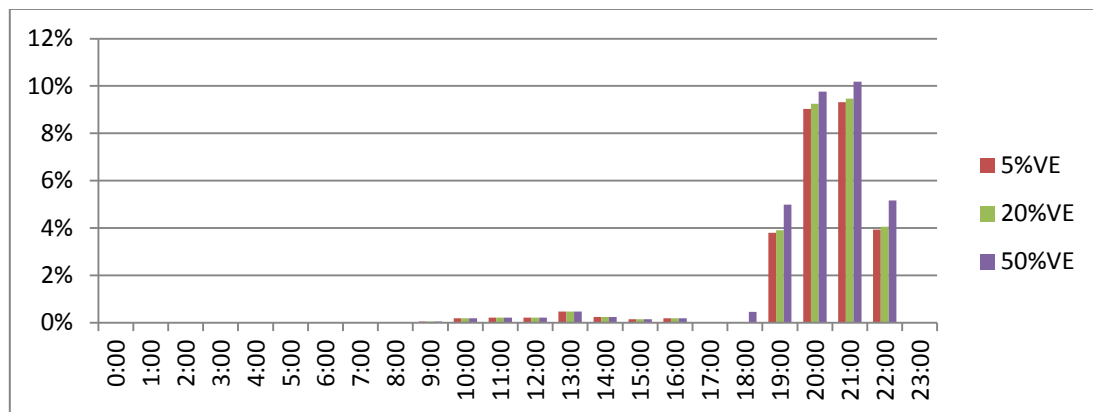


Figura 114: Estado de cargas del transformador AT-MT (generación inicial + optimización ideal)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 9,31% para un 5% de penetración del VE
- 9,47% para un 20% de penetración del VE
- 10,19% para un 50% de penetración del VE

Como se puede observar los porcentajes de carga del transformador son prácticamente cero a todas la horas del día, ya que no hay intercambio de potencia entre las redes de alta y media tensión. Solo son algo mayores de cero en el intervalo horario en que la red de media tensión importa potencia de la red de alta tensión.

4.3 Optimización realista

4.3.1 Resultados de la optimización: número de vehículos óptimo a conectar en cada red de baja tensión

A continuación se presentan el número de vehículos eléctricos óptimos a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión, en los distintos escenarios de penetración:

CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total
A	6	7	3	6	6	4	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	2	6	7	60
B	3	4	2	3	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1	3	4	30
C	5	7	3	6	5	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	5	6	52
D	1	4	2	4	8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2	3	30
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	0	1	1	1	1	2	2	2	1	1	0	0	15
Total	15	22	10	19	22	12	12	0	0	0	1	4	0	1	1	1	1	2	2	20	1	6	17	20	187

Tabla 31: Nº óptimo de VE (5% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización real)

CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total
A	24	25	21	24	24	22	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	2	24	25	240
B	12	14	10	13	12	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1	10	14	120
C	21	24	19	22	22	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	7	6	12	21	209
D	4	8	12	16	18	16	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	8	10	10	7	120
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	0	1	3	5	6	7	7	7	6	4	0	0	60
Total	61	71	62	75	76	69	63	0	0	0	4	9	0	1	3	6	6	7	7	62	22	24	55	67	749

Tabla 32: Nº óptimo de VE (20% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización real)



CT/hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total
A	63	63	64	65	64	62	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	0	1	39	64	600
B	35	36	36	38	36	34	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1	10	25	300
C	46	47	47	49	47	45	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41	34	34	39	46	522
D	19	21	27	32	31	28	22	5	0	0	0	0	0	2	4	0	0	0	4	16	20	25	24	20	300
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	10	0	1	3	13	18	18	19	14	18	16	0	0	150
Total	163	166	174	184	178	170	167	5	0	0	19	10	0	3	7	13	18	18	24	137	72	77	112	156	1872

Tabla 33: N° óptimo de VE (50% de penetración) a conectar a cada hora del día en cada red de baja tensión (Optimización real)

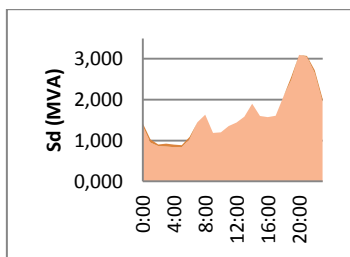


Figura 115: CT A 5% VE (real)

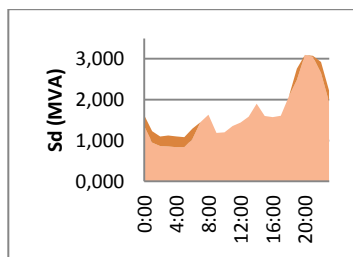


Figura 120: CT A 20% VE (real)

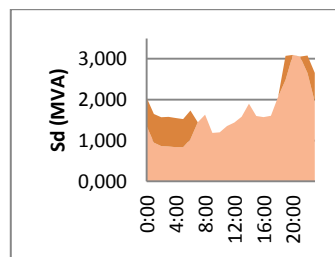


Figura 125: CT A 50% VE (real)

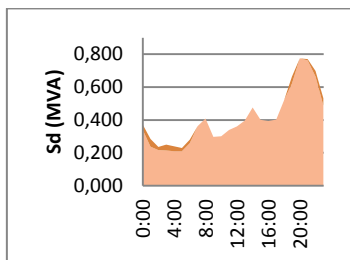


Figura 116: CT B 5% VE (real)

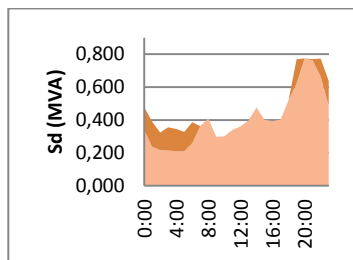


Figura 121: CT B 20% VE (real)

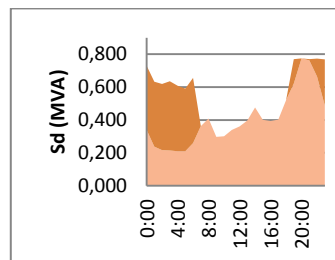


Figura 126: CT B 50% VE (real)

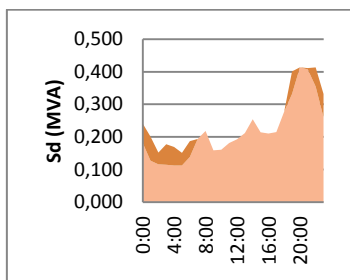


Figura 117: CT C 5% VE (real)

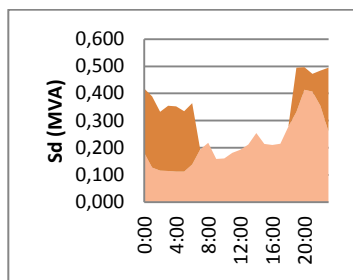


Figura 122: CT C 20% VE (real)

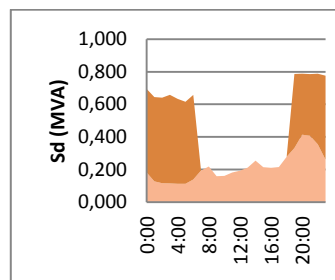


Figura 127: CT C 50% VE (real)

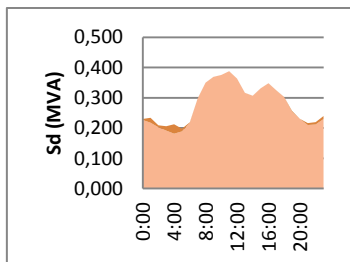


Figura 118: CT D 5% VE (real)

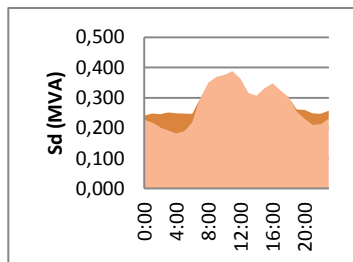


Figura 123: CT D 20% VE (real)

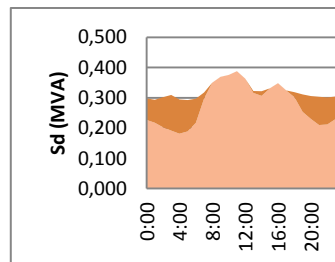


Figura 128: CT D 50% VE (real)

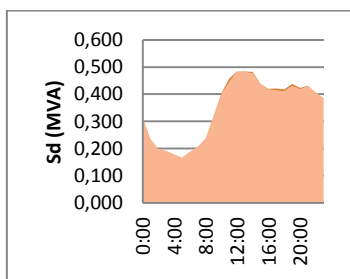


Figura 119: CT E 5% VE (real)

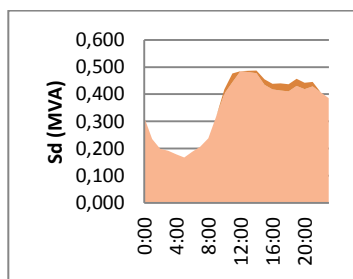


Figura 124: CT E 20% VE (real)

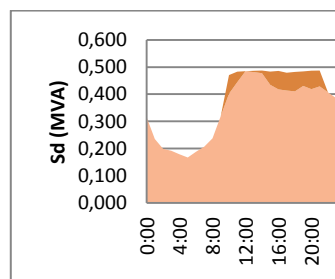


Figura 129: CT E 50% VE (real)

Se ha presentado los perfiles de demanda de las redes de baja tensión para los distintos escenarios de penetración (naranja claro -> demanda de la red de baja tensión; naranja oscuro -> demanda de los vehículos eléctricos conectados a la red).

Como se puede observar en el CT C para un escenario de penetración del 50% (Figura 91), la potencia demandada por el vehículos eléctricos supera la que sería necesaria para aplanar completamente la curva de demanda de esta red, con las restricciones impuestas, por lo que es necesario modificar las restricciones de desigualdad (4.1.3.1 más atrás), imponiendo una potencia máxima demandada un 75% superior a la potencia máxima del perfil de demanda de la red ($P_{dem}^{m\acute{a}x'} = 1,75 \cdot P_{dem}^{m\acute{a}x}$). A pesar de esto no se sobrecarga el transformador.

4.3.2 Estado de la red de media tensión con la generación inicial y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización realista con generación inicial)

Una vez calculados los vectores óptimos de recarga del vehículo eléctrico en las distintas redes de baja tensión, se estudiará el comportamiento de la red de media tensión con estos vectores. Para poder comparar con los estudios anteriores (3.4, 3.5, 3.6, 4.2) se considerará el mismo perfil de generación (3.2.6 más atrás).

4.3.2.1 Potencia demandada

A continuación se presenta la potencia demandada total dependiendo del escenario de penetración del vehículo eléctrico.

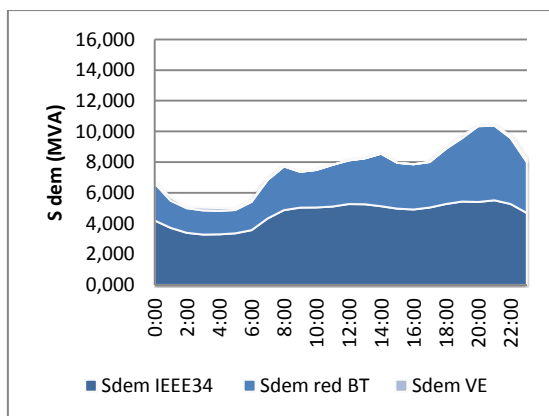


Figura 130: Potencia total demandada con 5% VE (optimización real)

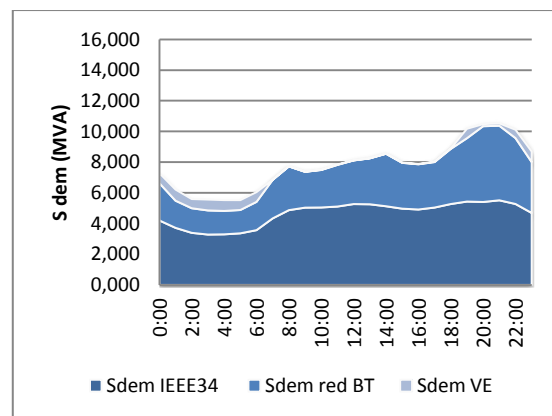


Figura 131: Potencia total demandada con 20% VE (optimización real)

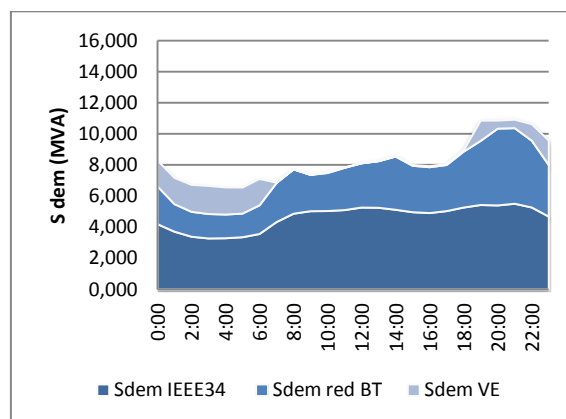


Figura 132: Potencia total demandada con 50% VE (optimización real)

Se ha representado la contribución de la potencia demandada por la red IEEE de 34 nudos, por las redes de baja tensión (día tipo invierno-laborable) y por los vehículos eléctricos a la potencia demandada total.

4.3.2.2 Potencia generada

La potencia generada, siendo coherentes con la potencia demandada, será la correspondiente a un día de invierno. La potencia generada por las mini centrales corresponde al 50% de su capacidad (Figura 45).

4.3.2.3 Balance de potencia red AT-red MT

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

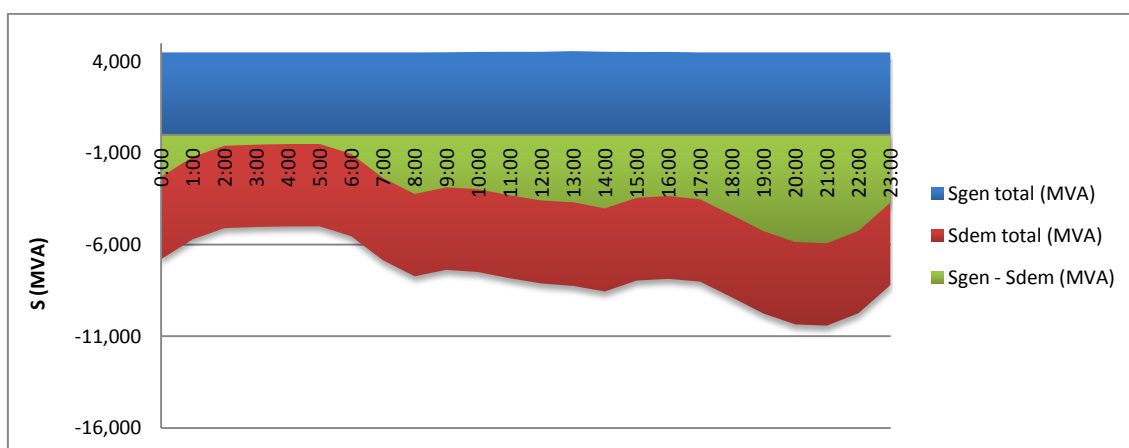


Figura 133: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización real 5% VE)

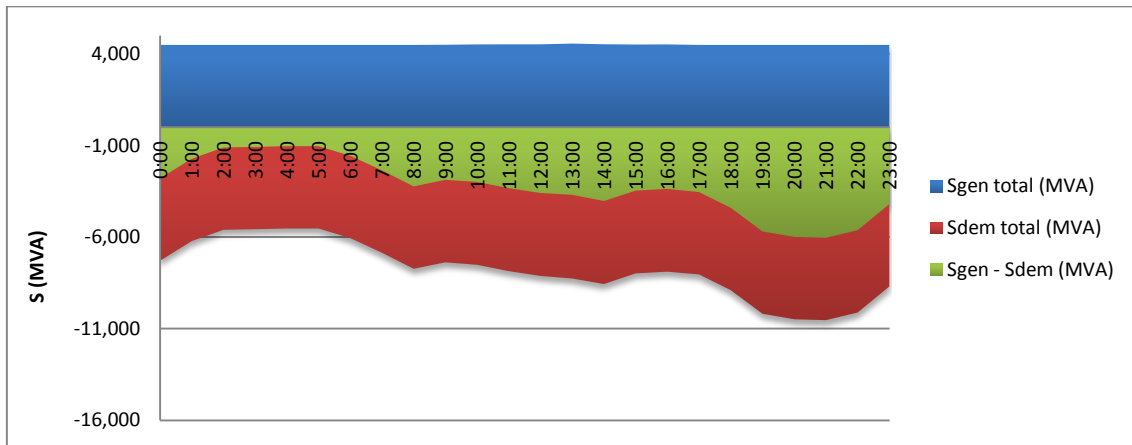


Figura 134: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización real 20% VE)

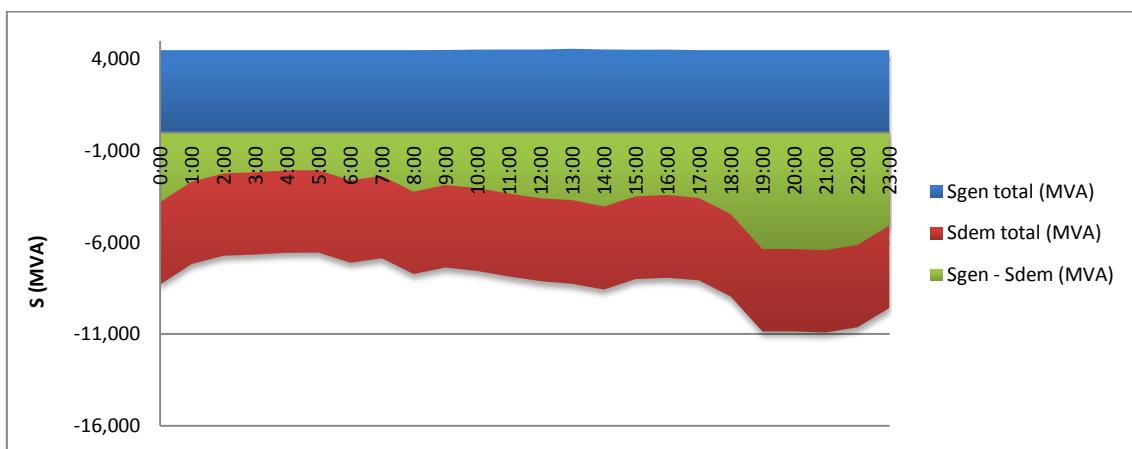


Figura 135: Balance generación-demanda (generación inicial + optimización real 50% VE)

Como se observa en la figura anterior la red de MT importa potencia de la red de AT, no produciéndose picos importantes por la incorporación del vehículo eléctrico.

4.3.2.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (4.3.2.1). En la siguiente figura se presenta los perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora en función del escenario de penetración:

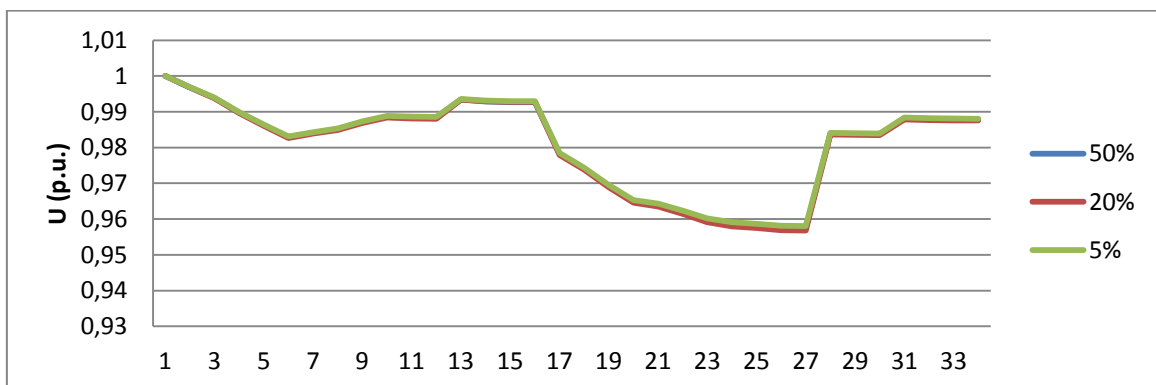


Figura 136: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (generación inicial + optimización real)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,958 p.u.
- Penetración 20%: 0,957 p.u.
- Penetración 50%: 0,957 p.u.

La caída de tensión en el pico de demanda no aumenta por la incorporación de vehículos eléctricos.

4.3.2.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

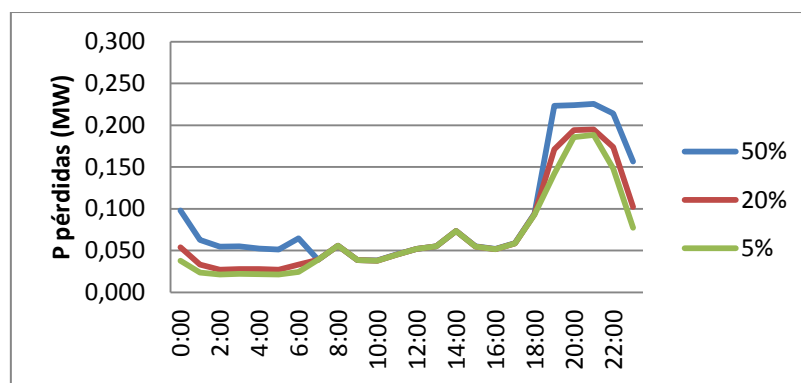


Figura 137: Perfil de pérdidas en la red de MT (generación inicial + optimización real)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1618 kW**
- Penetración 20%: **1920 kW**
- Penetración 50%: **2639 kW**

Como se puede observar las pérdidas son ligeramente superiores que en el caso ideal (4.2.2.5), debido a las restricciones horarias en la conexión de los vehículos eléctricos.

4.3.2.6 Estado de carga de los transformadores

A continuación se presenta unas figuras con los porcentajes de carga de los transformadores MT-BT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

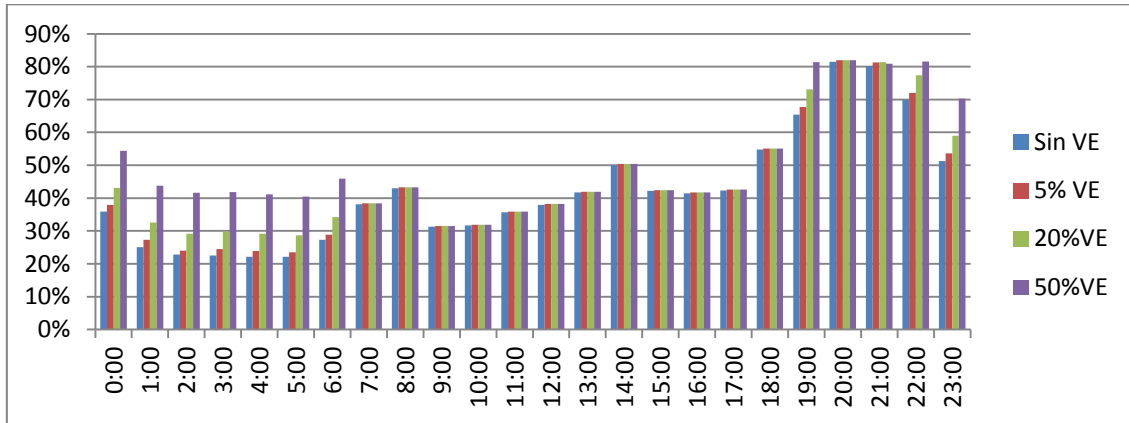


Figura 138: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT A (generación inicial + optimización real)

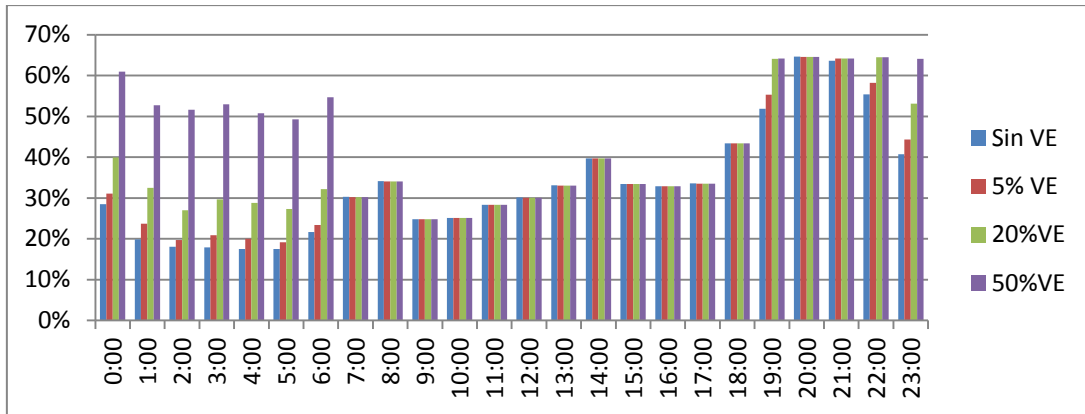


Figura 139: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT B (generación inicial + optimización real)

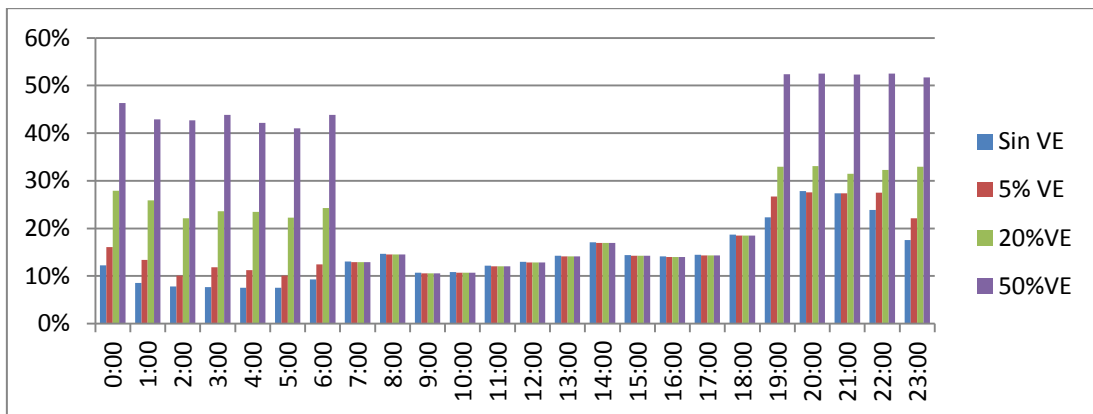


Figura 140: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT C (generación inicial + optimización real)

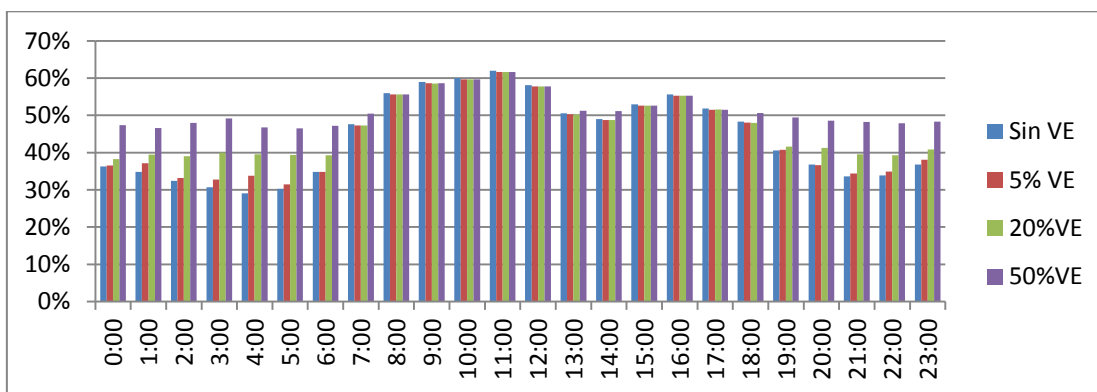


Figura 141: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT D (generación inicial + optimización real)

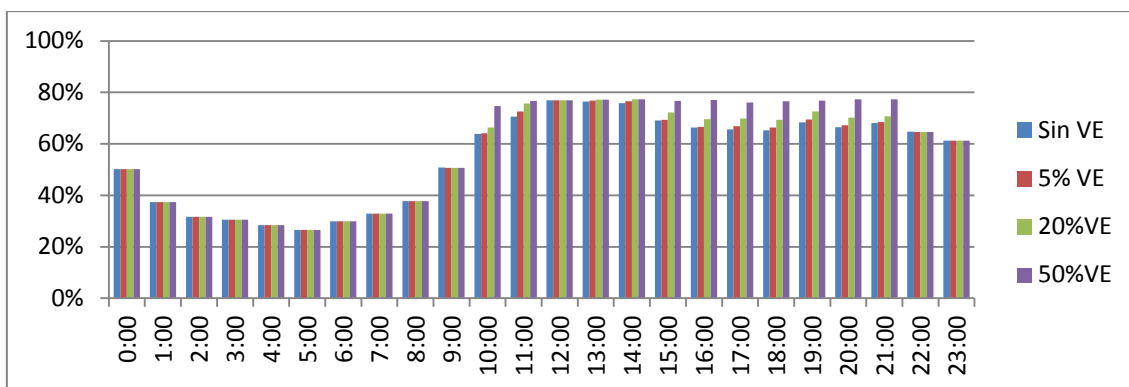


Figura 142: Estado de cargas del transformador MT-BT: CT E (generación inicial + optimización real)

Los máximos porcentajes de carga en los transformadores de MT-BT, dependiendo del escenario de penetración, son los siguientes:

- 5% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)
- 20% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)
- 50% de penetración del VE: CT A a las 21:00 horas (81,98%)

Como se puede observar los porcentajes de carga de los transformadores solo aumentan en las horas valle, permitidas por las restricciones, manteniéndose constantes en las horas pico.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

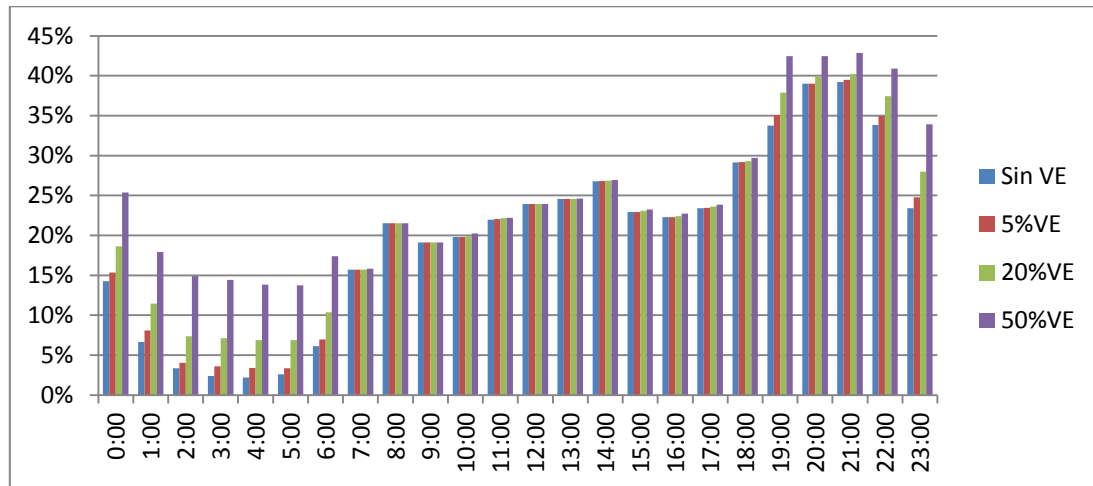


Figura 143: Estado de cargas del transformador AT-MT (generación inicial + optimización real)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 39,49% para un 5% de penetración del VE
- 40,23% para un 20% de penetración del VE
- 42,84% para un 50% de penetración del VE

Como se puede observar los porcentajes de carga del transformador solo aumentan en las horas valle, permitidas por las restricciones, manteniéndose prácticamente constantes en las horas pico. Las horas pico aumentan ligeramente debido a que el CT C se ve obligado a conectar vehículos eléctricos en esas horas.

4.3.3 Obtención de los perfiles de carga de las mini centrales de Régimen Especial para que cubran totalmente la demanda de la red de media tensión

Se ha obtenido los perfiles de carga de las mini centrales según lo indicado en el apartado 4.2.3. Este cálculo se realiza a partir del perfil de potencia demandada total que incluye los vehículos eléctricos conectados a las horas del día óptimas. En este caso se considera el óptimo realista.

Los porcentajes de carga de las mini centrales se incluyen en el Anexo de este estudio.

4.3.4 Estado de la red de media tensión con la generación calculada y con el número de vehículos eléctricos óptimos (Optimización ideal con generación calculada)

Se ha empleado el perfil de carga de las mini centrales de Régimen Especial calculado en el apartado anterior (4.3.3), y los vectores óptimos de recarga de los vehículos eléctricos calculados (4.3.1).

4.3.4.1 Potencia demandada

Ya fue definida en el apartado 4.3.2.1.

4.3.4.2 Potencia generada

Es la correspondiente a la suma de la generación de los paneles solares distribuidos en las distintas redes de baja tensión (3.2.5) y la generación de las mini centrales de Régimen especial (3.2.4) con el perfil de carga calculado en el apartado (4.3.3).

A continuación se presenta la potencia generada por las mini centrales de Régimen Especial:

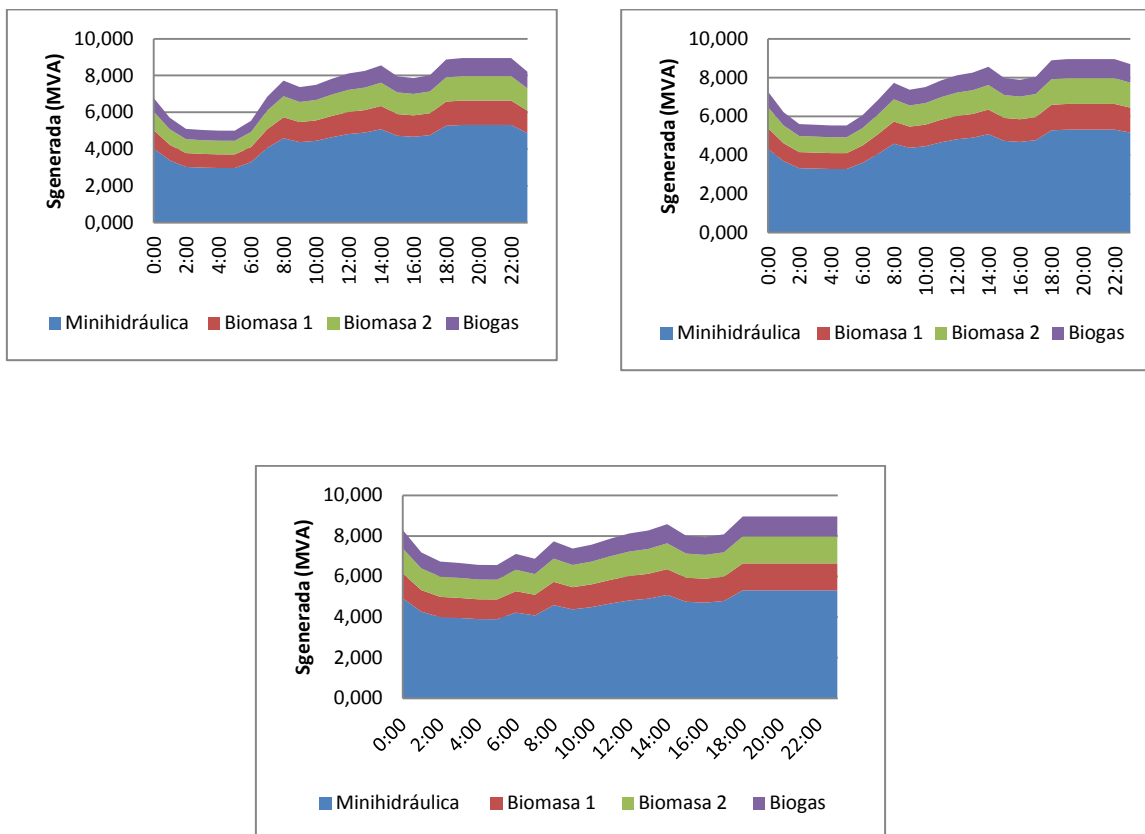


Figura 144: Potencia generada por las centrales de Régimen Especial (optimización ideal) (5%, 20% y 50%)

Como se puede observar estos perfiles coinciden prácticamente con la potencia demandada total (al ser muy pequeña la generación solar), menos en el tramo horario en que la potencia demandada supera a la capacidad de generación de las mini centrales.

4.3.4.3 Balance de potencia red AT-red MT

Las siguientes figuras representan el balance entre potencia generada (signo positivo) y demandada (signo negativo) por la red de media tensión, para los distintos escenarios de penetración. Se ha representado la diferencia entre potencia generada y demandada, coincidiendo este valor con la potencia exportada (signo positivo) o importada (signo negativo).

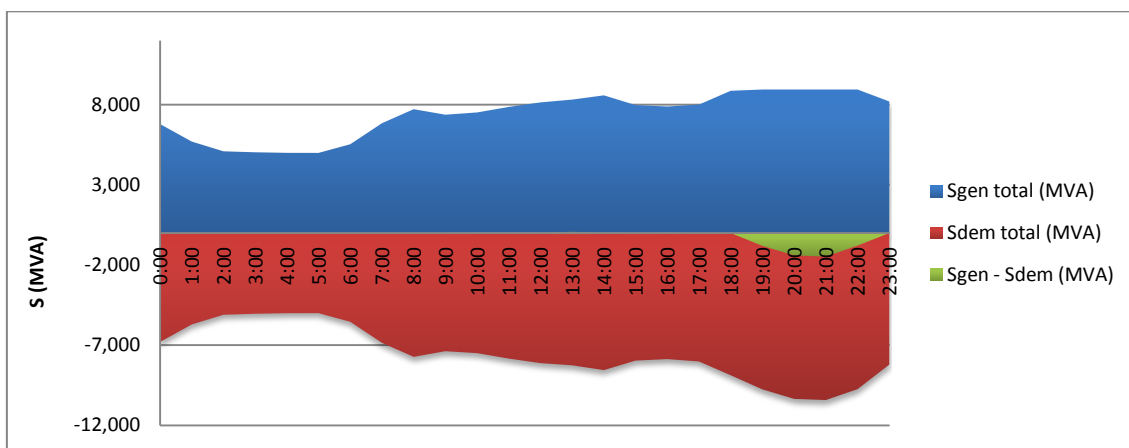


Figura 145: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización real 5% VE)

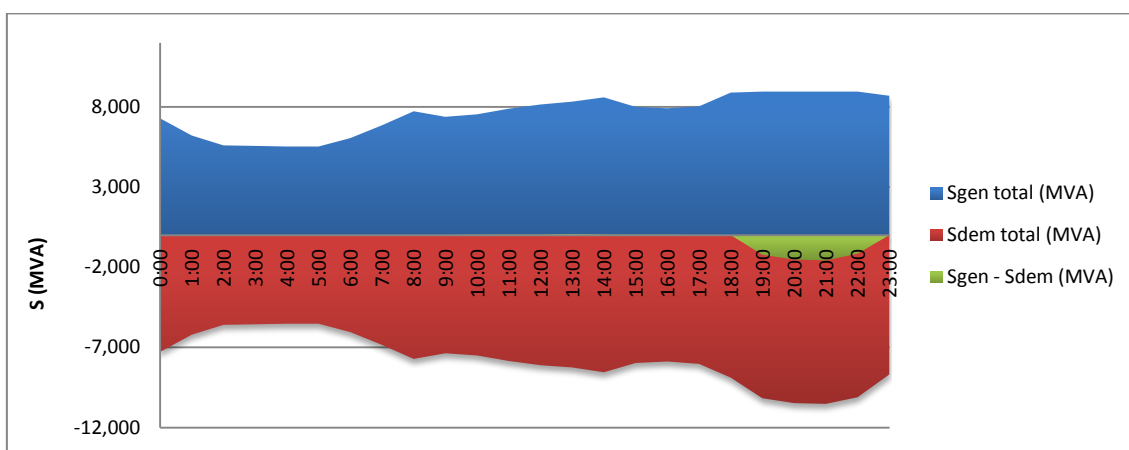


Figura 146: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización real 20% VE)

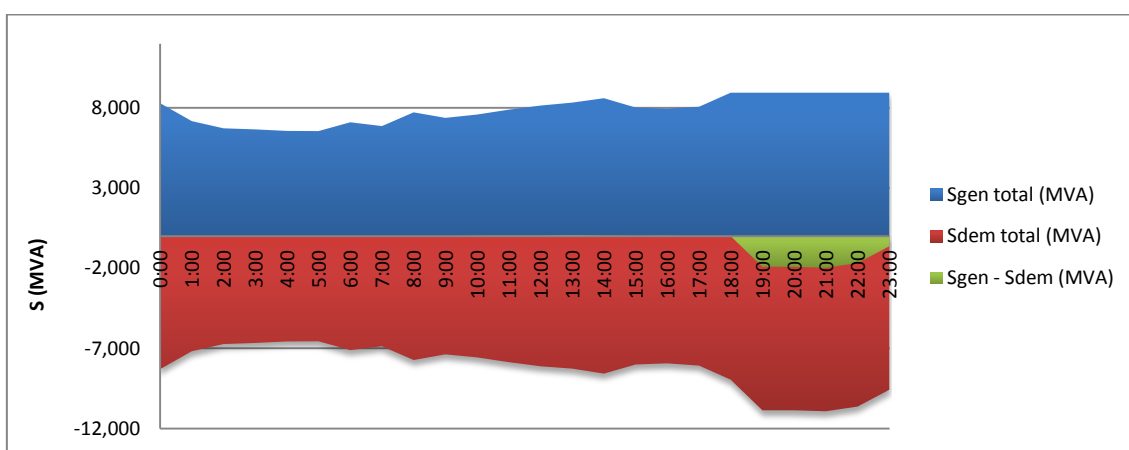


Figura 147: Balance generación-demanda (generación calculada + optimización real 50% VE)

Como se puede observar en las figuras anteriores, el balance con la red de alta tensión es cero durante todas las horas del día salvo en el intervalo horario comprendido entre las 19:00 y las 22:59 horas, en que la red de media tensión importa potencia de la red de alta tensión.

4.3.4.4 Perfil de tensiones

Las mayores caídas de tensión en la red, se producen en la hora del día de mayor nivel de demanda (21:00 horas) (4.3.2.1). En la siguiente figura se presenta los perfil de tensiones a lo largo de la red para esta hora en función del escenario de penetración:

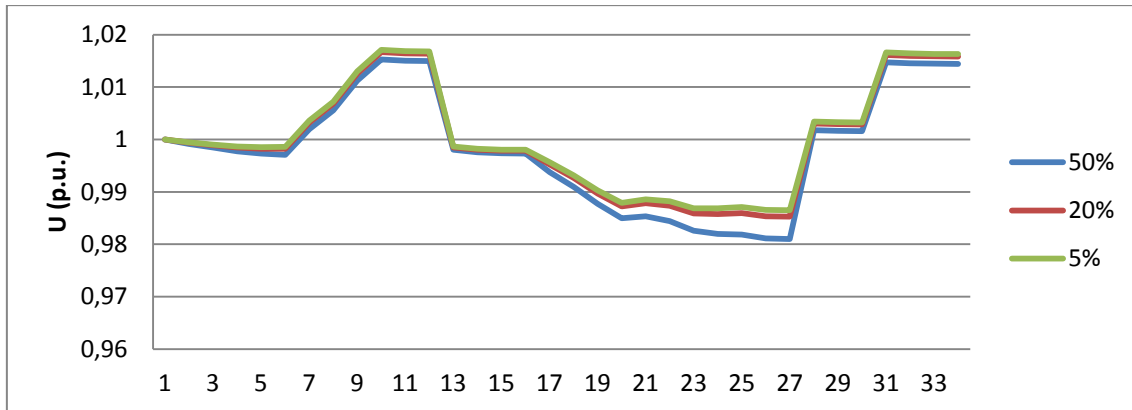


Figura 148: Caída de tensión en los nudos de la red de MT (generación calculada + optimización real)

La mayor caída de tensión se produce en el nudo 27:

- Penetración 5%: 0,986 p.u.
- Penetración 20%: 0,985 p.u.
- Penetración 50%: 0,981 p.u.

El mayor aumento de tensión se produce en el nudo 10:

- Penetración 5%: 1,017 p.u.
- Penetración 20%: 1,016 p.u.
- Penetración 50%: 1,015 p.u.

Tanto la caída de tensión como la sobretensión son mínimas, siendo similar en los tres escenarios de penetración.

Se producen sobretensiones en algunos puntos de la red debido a la mayor generación producida en la red de media tensión.

4.3.4.5 Estado de carga de las líneas

Todas las líneas se encuentran lejos de sobrecargarse. A continuación se presenta una figura con el perfil horario de las pérdidas en las líneas de la red de MT para cada hora del día, en cada escenario de penetración.

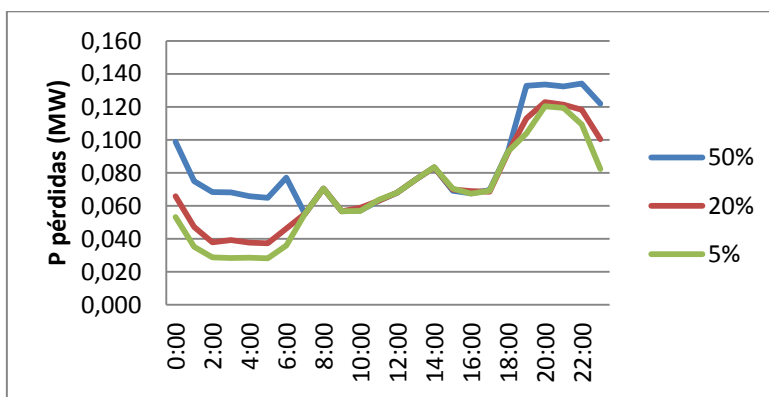


Figura 149: Perfil de pérdidas en la red de MT (generación calculada + optimización real)

Las pérdidas diarias en la red de media tensión son:

- Penetración 5%: **1654 kW**
- Penetración 20%: **1918 kW**
- Penetración 50%: **2501 kW**

Como se puede observar las pérdidas son similares a las del caso anterior (4.3.2.5), puesto que ya se había aplanado la curva de demanda eliminando los picos de demanda debidos a la incorporación del vehículo eléctrico.

4.3.4.6 Estado de carga de los transformadores

Los porcentajes de carga de los transformadores MT-BT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración, coinciden con los indicados en el apartado 4.3.2.6.

A continuación se presenta una figura con el porcentaje de carga del transformador AT-MT para cada hora del día, dependiendo del escenario de penetración:

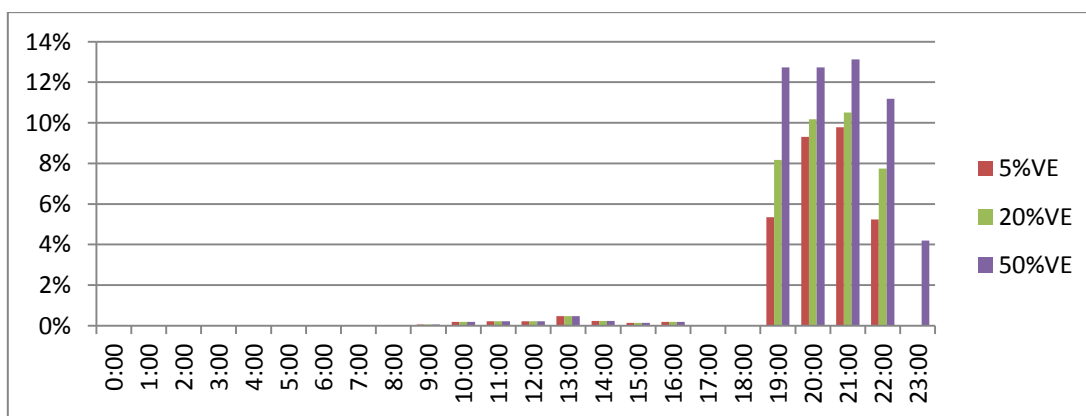


Figura 150: Estado de cargas del transformador AT-MT (generación inicial + optimización real)

El mayor porcentaje de carga se produce a las 21:00 horas:

- 9,78% para un 5% de penetración del VE
- 10,51% para un 20% de penetración del VE

- 13,12% para un 50% de penetración del VE

Como se puede observar los porcentajes de carga del transformador son prácticamente cero a todas la horas del día, ya que no hay intercambio de potencia entre las redes de alta y media tensión. Solo son algo mayores de cero en el intervalo horario en que la red de media tensión importa potencia de la red de alta tensión.

5 TABLA RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos en los diferentes estudios de la red de media tensión realizados. De cada estudio se indican: el porcentaje máximo de carga del transformador de MT-BT más cargado, el porcentaje máximo de carga del transformador de AT-MT, las pérdidas en la red de media tensión y la mayor caída de tensión producida en la red de media tensión. Se ha resaltado en rojo los valores que rebasan los límites establecidos.

	%máximo carga trafos MT-BT	%máximo carga trafo AT-MT	Pérdidas líneas (kW)	Caída de tensión (p.u.)
Hipótesis de partida				
	81,98% (CT A , 21:00 h)	69,16% (21:00 h)	6190	0,928 (nudo 27, 21:00 h)
Hipótesis de partida + Generación inicial				
	81,98% (CT A , 21:00 h)	39,19% (21:00 h)	1520	0,958 (nudo 27, 21:00 h)
Hipótesis de partida + Generación inicial + VE sin GD				
5% VE	86,97% (CT A , 21:00 h)	42,49% (21:00 h)	1688	0,953 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	101,95% (CT A , 21:00 h)	52,38% (21:00 h)	2275	0,93(nudo 27, 21:00 h)
50% VE	131,90% (CT A , 21:00 h)	72,15% (21:00 h)	3864	0,906 (nudo 27, 21:00 h)
Hipótesis de partida + Generación inicial + VE con GD				
5% VE	82,28% (CT A , 21:00 h)	39,32% (21:00 h)	1601	0,957 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	83,16% (CT A , 21:00 h)	40,32% (21:00 h)	1909	0,957(nudo 27, 21:00 h)
50% VE	117,91% (CT A , 01:00 h)	42,31% (21:00 h)	2849	0,947 (nudo 27, 01:00 h)
Generación inicial + Optimización ideal				
5% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	39,27% (21:00 h)	1591	0,958 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	39,43% (21:00 h)	1854	0,958 (nudo 27, 21:00 h)
50% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	40,15% (21:00 h)	2509	0,957(nudo 27, 21:00 h)
Generación calculada + Optimización ideal				
5% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	9,31% (21:00 h)	1654	0,986 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	9,47% (21:00 h)	1920	0,986 (nudo 27, 21:00 h)
50% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	10,19% (21:00 h)	2490	0,986 (nudo 27, 21:00 h)
Generación inicial + Optimización real				
5% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	39,49% (21:00 h)	1618	0,958 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	40,23% (21:00 h)	1920	0,957 (nudo 27, 21:00 h)
50% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	42,84% (21:00 h)	2639	0,957 (nudo 27, 21:00 h)
Generación calculada + Optimización ideal				
5% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	9,78% (21:00 h)	1654	0,986 (nudo 27, 21:00 h)
20% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	10,51% (21:00 h)	1918	0,985 (nudo 27, 21:00 h)
50% VE	81,98% (CT A , 21:00 h)	13,12% (21:00 h)	2501	0,981 (nudo 27, 21:00 h)

Tabla 34: Comparación de los resultados de los estudios realizados de la red de media tensión

A la vista de estos resultados se concluye:

- Un vector de recarga del vehículo eléctrico óptimo permite reducir las pérdidas en las redes, los niveles de carga de los transformadores y las caídas de tensión en los nudos de la red.
- Una gestión adecuada de la generación conectada a la red de media tensión permite reducir en gran medida la dependencia de la red de alta tensión.

Teniendo en cuenta estas medidas se reduce de manera importante el impacto que supone en la red la conexión del vehículo eléctrico, reduciéndose así los costes derivados de los proyectos de mejora de las líneas y transformadores. Por otra parte, gracias tanto a la incorporación del vehículo eléctrico como a la incorporación de centrales de Régimen Especial se consigue una disminución del consumo de energías contaminantes.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] «UNE 21301-1991. Tensiones nominales de las redes eléctricas».
- [2] M. Alonso Martínez, *Tesis Doctoral*, Universidad Carlos III de Madrid.
- [3] «Ministerio de Industria, Energía y Turismo,» [En línea]. Available:
<http://www.minetur.gob.es/>.
- [4] «Código Técnico de la Edificación,» [En línea]. Available: <http://www.codigotecnico.org/>.
- [5] «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available: <http://www.ree.es/>.
- [6] «Agencia Estatal de Meteorología,» [En línea]. Available: <http://www.aemet.es/>.
- [7] «MathWorks,» [En línea]. Available: <http://www.mathworks.com/>.

7 ANEXO

7.1 Datos de las redes de media tensión

7.1.1 Datos de la red IEEE de 34 nudos

Los valores en por unidad (p.u.) se han calculado respecto a estos valores base:

$$S_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$U_{base} = 12 \text{ kV}$$

Nudo desde	Nudo hasta	r (p.u.)	x (p.u.)	I máx (MVA)	Nudo desde	Nudo hasta	r (p.u.)	x (p.u.)	I máx (MVA)
2	3	0,052	0,021	350	15	16	0,025	0,004	350
3	4	0,079	0,022	350	17	18	0,079	0,022	350
3	13	0,076	0,013	350	18	19	0,1	0,023	350
4	5	0,072	0,02	350	19	20	0,091	0,021	350
5	6	0,072	0,02	350	20	21	0,091	0,021	350
6	7	0,151	0,026	350	21	22	0,126	0,022	350
6	17	0,086	0,024	350	22	23	0,126	0,022	350
7	8	0,101	0,017	350	23	24	0,151	0,026	350
7	28	0,076	0,013	350	24	25	0,101	0,017	350
8	9	0,151	0,026	350	25	26	0,063	0,011	350
9	10	0,101	0,017	350	26	27	0,051	0,009	350
10	11	0,063	0,011	350	28	29	0,076	0,013	350
10	31	0,076	0,013	350	29	30	0,076	0,013	350
11	12	0,051	0,009	350	31	32	0,101	0,017	350
13	14	0,101	0,017	350	32	33	0,076	0,013	350
14	15	0,051	0,009	350	33	34	0,051	0,009	350

Tabla 35: Resistencias, reactancias y corrientes máximas la red IEEE 34 nudos

Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)	Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
1	0	0	0	18	0,23	0,143	0,271
2	0,23	0,143	0,271	19	0,23	0,143	0,271
3	0	0	0	20	0,23	0,143	0,271
4	0,23	0,143	0,271	21	0,23	0,143	0,271
5	0,23	0,143	0,271	22	0,23	0,143	0,271
6	0	0	0	23	0,23	0,143	0,271
7	0	0	0	24	0,23	0,143	0,271
8	0,23	0,143	0,271	25	0,23	0,143	0,271
9	0,23	0,143	0,271	26	0,23	0,143	0,271
10	0	0	0	27	0,137	0,085	0,161
11	0,23	0,143	0,271	28	0,075	0,048	0,089
12	0,137	0,084	0,161	29	0,075	0,048	0,089
13	0,072	0,045	0,085	30	0,075	0,048	0,089
14	0,072	0,045	0,085	31	0,057	0,035	0,067
15	0,072	0,045	0,085	32	0,057	0,035	0,067
16	0,014	0,075	0,076	33	0,057	0,035	0,067
17	0,23	0,143	0,271	34	0,057	0,035	0,067
Total					4,637	2,941	5,516

Tabla 36: Cargas máximas conectadas a la red IEEE 34 nudos

7.1.2 Potencia total demandada máxima en la red de media tensión (IEEE 34 + redes BT)

Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)	Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
1	0	0	0	18	0,23	0,143	0,271
2	0,23	0,143	0,271	19	0,23	0,143	0,271
3	0	0	0	20	3,036	1,501	3,387
4	0,23	0,143	0,271	21	0,23	0,143	0,271
5	0,23	0,143	0,271	22	0,23	0,143	0,271
6	0	0	0	23	0,931	0,482	1,049
7	0	0	0	24	0,23	0,143	0,271
8	0,23	0,143	0,271	25	0,23	0,143	0,271
9	0,23	0,143	0,271	26	0,604	0,324	0,685
10	0	0	0	27	0,137	0,085	0,161
11	0,23	0,143	0,271	28	0,075	0,048	0,089
12	0,137	0,084	0,161	29	0,075	0,048	0,089
13	0,072	0,045	0,085	30	0,075	0,048	0,089
14	0,072	0,045	0,085	31	0,493	0,246	0,551
15	0,421	0,214	0,472	32	0,057	0,035	0,067
16	0,014	0,075	0,076	33	0,057	0,035	0,067
17	0,23	0,143	0,271	34	0,057	0,035	0,067
Total					9,304	5,201	10,697

Tabla 37: Carga total máxima conectada a la red de MT

7.1.3 Generación de las mini centrales de Régimen Especial

Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
10	4,800	2,325	5,333
21	1,200	0,581	1,333
22	0,890	0,431	0,989
25	1,200	0,581	1,333
Total	8,090	3,918	8,989

Tabla 38: Potencia máxima generada por las centrales de Régimen Especial

7.1.4 Generación solar distribuida en las redes de baja tensión. Potencia total generada por cada red de baja tensión.

Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
CT A-1	0,230	0,076	0,242
CT A-2	0,230	0,076	0,242
CT A-3	0,230	0,076	0,242
CT C-1	0,080	0,026	0,084
CT C-2	0,080	0,026	0,084
CT C-3	0,080	0,026	0,084
CT D	1,500	0,493	1,579
CT E	0,400	0,131	0,421
Total	2,830	0,930	2,979

Tabla 39: Potencia total máxima generada por los paneles fotovoltaicos

7.1.5 Potencia total generada máxima en la red de media tensión

Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)	Nudo	P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
1	0	0	0	18	0	0	0
2	0	0	0	19	0	0	0
3	0	0	0	20	0,69	0,227	0,726
4	0	0	0	21	1,2	0,581	1,333
5	0	0	0	22	0,89	0,431	0,989
6	0	0	0	23	0	0	0
7	0	0	0	24	0	0	0
8	0	0	0	25	1,2	0,581	1,333
9	0	0	0	26	0,24	0,079	0,253
10	4,8	2,325	5,333	27	0	0	0
11	0	0	0	28	0	0	0
12	0	0	0	29	0	0	0
13	0	0	0	30	0	0	0
14	0	0	0	31	0,4	0,131	0,421
15	1,5	0,493	1,579	32	0	0	0
16	0	0	0	33	0	0	0
17	0	0	0	34	0	0	0
Total					10,92	4,848	11,968

Tabla 40: Potencia total máxima generada

7.2 Resultados de las optimizaciones

7.2.1 Perfil porcentual de generación de las mini centrales de Régimen Especial calculado (Caso ideal)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	74%	63%	58%	57%	57%	57%	62%	77%	86%	83%	84%	87%	91%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	89%
Biomasa 1	74%	63%	58%	57%	57%	57%	62%	77%	86%	83%	84%	87%	91%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	89%
Biomasa 2	74%	63%	58%	57%	57%	57%	62%	77%	86%	83%	84%	87%	91%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	89%
Biogás	74%	63%	58%	57%	57%	57%	62%	77%	86%	83%	84%	87%	91%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	89%

Tabla 41: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (5% de penetración VE) (Optimización ideal)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	77%	68%	64%	63%	63%	63%	68%	79%	87%	87%	88%	90%	92%	93%	96%	90%	88%	90%	99%	100%	100%	100%	100%	90%
Biomasa 1	77%	68%	64%	63%	63%	63%	68%	79%	87%	87%	88%	90%	92%	93%	96%	90%	88%	90%	99%	100%	100%	100%	100%	90%
Biomasa 2	77%	68%	64%	63%	63%	63%	68%	79%	87%	87%	88%	90%	92%	93%	96%	90%	88%	90%	99%	100%	100%	100%	100%	90%
Biogás	77%	68%	64%	63%	63%	63%	68%	79%	87%	87%	88%	90%	92%	93%	96%	90%	88%	90%	99%	100%	100%	100%	100%	90%

Tabla 42: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (20% de penetración VE) (Optimización ideal)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	83%	76%	72%	71%	71%	72%	75%	85%	92%	92%	93%	95%	98%	97%	98%	94%	93%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	92%
Biomasa 1	83%	76%	72%	71%	71%	72%	75%	85%	92%	92%	93%	95%	98%	97%	98%	94%	93%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	92%
Biomasa 2	83%	76%	72%	71%	71%	72%	75%	85%	92%	92%	93%	95%	98%	97%	98%	94%	93%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	92%
Biogás	83%	76%	72%	71%	71%	72%	75%	85%	92%	92%	93%	95%	98%	97%	98%	94%	93%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	92%

Tabla 43: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (50% de penetración VE) (Optimización ideal)

7.2.2 Perfil porcentual de generación de las mini centrales de Régimen Especial calculado (Caso realista)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	76%	63%	57%	56%	56%	56%	62%	76%	86%	82%	83%	87%	90%	92%	95%	89%	87%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	91%
Biomasa 1	76%	63%	57%	56%	56%	56%	62%	76%	86%	82%	83%	87%	90%	92%	95%	89%	87%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	91%
Biomasa 2	76%	63%	57%	56%	56%	56%	62%	76%	86%	82%	83%	87%	90%	92%	95%	89%	87%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	91%
Biogás	76%	63%	57%	56%	56%	56%	62%	76%	86%	82%	83%	87%	90%	92%	95%	89%	87%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	91%

Tabla 44: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (5% de penetración VE) (Optimización realista)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	81%	69%	62%	62%	61%	61%	67%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	97%
Biomasa 1	81%	69%	62%	62%	61%	61%	67%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	97%
Biomasa 2	81%	69%	62%	62%	61%	61%	67%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	97%
Biogás	81%	69%	62%	62%	61%	61%	67%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	89%	99%	100%	100%	100%	100%	97%

Tabla 45: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (20% de penetración VE) (Optimización realista)

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Hidráulica	92%	80%	75%	74%	73%	73%	79%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Biomasa 1	92%	80%	75%	74%	73%	73%	79%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Biomasa 2	92%	80%	75%	74%	73%	73%	79%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Biogás	92%	80%	75%	74%	73%	73%	79%	76%	86%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	89%	88%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 46: Perfil de generación de las mini centrales de Régimen Especial (50% de penetración VE) (Optimización realista)